

Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. À l'échelle de la société, nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Notre portefeuille compte des actifs que nous pouvons exploiter par l'intermédiaire d'un portefeuille de projets prioritaires en croissance qui, s'il est financé, nous offrirait la possibilité de détenir près de la majorité des parts du marché.

Composé d'actifs d'énergie renouvelable, notre portefeuille diversifié à l'échelle mondiale, qui représente plus de 97 % de nos activités, regroupe une puissance d'exploitation d'environ 31 800 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 93 000 GWh, auquel s'ajoute un portefeuille de projets en développement d'environ 155 400 MW.

Le tableau suivant présente notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable au 31 décembre 2023 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT ¹ (GWh)	Capacité de stockage (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	30	139	2 921	11 963	2 559
Canada	19	33	1 361	5 178	1 261
	49	172	4 282	17 141	3 820
Colombie ³	11	22	3 053	16 143	3 703
Brésil	27	43	940	4 811	—
	87	237	8 275	38 095	7 523
Énergie éolienne ⁴					
Amérique du Nord	—	55	6 830	21 872	—
Europe	—	56	1 432	4 814	—
Brésil	—	34	809	3 539	—
Asie.....	—	27	1 874	5 534	—
	—	172	10 945	35 759	—
Énergie solaire destinée aux réseaux publics ⁵	—	211	7 073	15 211	—
Énergie décentralisée et stockage ^{6, 7}	2	6 408	5 129	2 989	5 220
Total des énergies renouvelables	89	7 028	31 422	92 054	12 743

- ¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2023, en tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».
- ²⁾ Comprend trois centrales de stockage par batteries (36 MW) en Amérique du Nord.
- ³⁾ Comprends deux centrales éoliennes (32 MW) et cinq centrales solaires (100 MW) en Colombie.
- ⁴⁾ Ne tient pas compte d'une capacité d'énergie éolienne de 303 MW ayant une MLT de 719 GWh dans notre secteur des solutions durables.
- ⁵⁾ Ne tient pas compte d'une capacité d'énergie solaire de 118 MW ayant une MLT de 247 GWh dans notre secteur des solutions durables.
- ⁶⁾ Comprend une centrale de stockage par batteries (10 MW) en Amérique du Nord.
- ⁷⁾ Comprend neuf centrales à piles à combustible en Amérique du Nord (10 MW) et des centrales de stockage par pompage en Amérique du Nord (633 MW) et en Europe (2 088 MW).

Nous avons également effectué des investissements au sein de notre portefeuille de solutions durables comprenant des actifs et des entreprises qui favorisent la transition vers la carboneutralité au moyen de technologies émergentes bien établies qui nécessitent des capitaux pour croître, ainsi que dans des entreprises où, à notre avis, nous pourrions mettre à profit notre accès aux capitaux et aux partenariats pour accélérer notre croissance. Ce portefeuille comprend notre participation dans Westinghouse (entreprise mondiale spécialisée dans les services nucléaires de premier plan) ainsi que des participations dans des actifs de captage et de stockage de carbone (« CSC ») en exploitation totalisant 57 000 tonnes métriques par année (« kMt/a »), des actifs de production de gaz naturel renouvelable (« GNR ») de source agricole ayant une capacité de production annuelle de 3 millions de millions métriques d'unités thermiques britanniques (« MMBtu »), et plus de 1 million de tonnes de matériaux recyclés par an. Notre portefeuille de projets de solutions durables comprend des possibilités d'investissement dans des projets additionnels de CSC d'une capacité de 14 millions de tonnes métriques par année (« MMt/a »), 1,6 million de tonnes de matériaux recyclés, une capacité de production annuelle d'environ 3,5 millions de MMBtu de GNR, une usine de panneaux solaires dont l'ensemble fabriqué par année peut produire jusqu'à 5 000 MW et une installation de production d'ammoniac vert d'une capacité de 1 million de tonnes par année alimentée entièrement par des énergies renouvelables.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'énergie renouvelable sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2023 :

PRODUCTION (GWh)¹	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 402	3 469	2 171	2 921	11 963
Canada	1 235	1 489	1 236	1 218	5 178
	4 637	4 958	3 407	4 139	17 141
Colombie ²	3 697	4 048	3 944	4 454	16 143
Brésil	1 183	1 198	1 214	1 216	4 811
	9 517	10 204	8 565	9 809	38 095
Énergie éolienne	9 191	9 162	8 088	9 319	35 760
Énergie solaire destinée aux réseaux publics ...	3 239	4 348	4 502	3 123	15 212
Énergie décentralisée et stockage	646	888	856	599	2 989
Total.....	22 593	24 602	22 011	22 850	92 056

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2023, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend deux centrales éoliennes (174 GWh) et cinq centrales solaires (248 GWh) en Colombie.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'énergie renouvelable au **prorata** et pour chaque trimestre au 31 décembre 2023 :

<u>PRODUCTION (GWh)¹</u>	<u>T1</u>	<u>T2</u>	<u>T3</u>	<u>T4</u>	<u>Total</u>
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 224	2 359	1 466	1 950	7 999
Canada	1 010	1 210	980	959	4 159
	3 234	3 569	2 446	2 909	12 158
Colombie ²	843	922	900	1 016	3 681
Brésil	1 008	1 020	1 034	1 035	4 097
	5 085	5 511	4 380	4 960	19 936
Énergie éolienne	2 511	2 449	2 145	2 555	9 660
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	849	1 225	1 278	825	4 177
Énergie décentralisée et stockage	207	303	292	189	991
Total	8 652	9 488	8 095	8 529	34 764

¹⁾ La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2023, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales de stockage par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ Comprend deux centrales éoliennes (39 GWh) et cinq centrales solaires (56 GWh) en Colombie.

Énoncé concernant les énoncés prospectifs et les mesures non conformes aux IFRS

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. Se reporter à la « Partie 10 – Mise en garde ». Nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS dans le présent rapport annuel. Se reporter à la « Partie 10 – Mise en garde ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca.

Lettre aux porteurs de parts

L'exercice 2023 s'est avéré un autre exercice fructueux pour notre entreprise. Notre approche rigoureuse en matière de développement et de souscription nous a permis de continuer à générer de solides rendements et de veiller au progrès de nos plans d'affaires. Nos résultats en témoignent : nous avons dégagé des fonds provenant des activités sans précédent et avons connu un exercice record en ce qui a trait aux capitaux investis et au développement d'actifs. Nous continuons d'afficher un bilan exemplaire et disposons d'une grande souplesse pour continuer à atteindre nos objectifs de rendement pour nos actionnaires.

Nous nous sommes taillé une place de supermajor mondial des énergies propres en accroissant notre puissance de production, en renforçant nos capacités et en étendant nos relations. À l'heure actuelle, notre production d'énergie renouvelable en exploitation s'élève à une puissance de près de 33 000 mégawatts et notre portefeuille de projets en développement pourrait ajouter jusqu'à environ 155 000 mégawatts. De plus, nous avons élargi les activités de notre secteur solutions durables, qui ont généré environ 5 % des fonds provenant des activités au cours de l'exercice, et nous disposons d'un portefeuille de projets d'une grande visibilité destiné au développement de ce secteur, qui complète nos activités de production d'énergie renouvelable.

Notre envergure mondiale et notre capacité d'offrir des solutions de décarbonation à grande échelle continuent d'avoir une incidence positive sur notre rendement et permettent à notre proposition de valeur de se démarquer auprès de nos clients. D'un producteur d'énergie renouvelable spécialisé, nous sommes devenus une plateforme de solutions d'énergie renouvelable et de décarbonation de premier plan, ce qui signifie qu'un plus grand éventail de possibilités de croissance et d'occasions avantageuses s'offre à nous. Toutefois, aujourd'hui comme demain, nous continuons de nous mesurer selon la valeur que nous apportons à nos actionnaires.

Compte tenu de notre excellent rendement financier, de nos liquidités robustes et de nos perspectives positives à l'égard de l'entreprise, nous sommes heureux d'annoncer une hausse de plus de 5 % de nos distributions, ce qui porte la distribution annualisée à 1,42 \$ par part. Énergie Brookfield enregistre ainsi une croissance annuelle de ses distributions d'au moins 5 % pour la treizième année d'affilée depuis qu'elle a fait son introduction en bourse en 2011.

Voici les faits saillants de l'exercice :

- Nous avons généré des fonds provenant des activités records de plus de 1,1 milliard \$, ou 1,67 \$ par part, soit une augmentation de 7 % par rapport à l'exercice précédent, notamment de solides résultats au quatrième trimestre (au cours duquel les fonds provenant des activités par part ont augmenté de 9 %). En effet, nous avons tiré parti de la diversification de nos actifs, de flux de trésorerie contractuels de première qualité assortis de clauses d'indexation sur l'inflation, de la croissance interne et de l'apport des acquisitions.

- Nous avons poursuivi l'avancement des priorités d'affaires, notamment par l'obtention de contrats pour de nouveaux projets de développement visant la production de près de 50 térawattheures, dont plus de 90 % ont été conclus avec des clients institutionnels.
- Nous avons accéléré nos activités de développement, en mettant en service, à l'échelle mondiale, de nouvelles capacités de production d'énergie propre, notamment éolienne, solaire et de stockage par batteries, d'une puissance de près de 5 000 mégawatts pour diversifier et augmenter davantage nos flux de trésorerie. Nous prévoyons que les capacités que nous avons mises en service généreront un apport d'environ 60 millions \$ au titre des fonds provenant des activités supplémentaires annualisés.
- Notre portefeuille de projets en développement à un stade avancé s'est élargi, pour atteindre près de 24 000 mégawatts, et devrait fournir à Énergie Brookfield un apport d'environ 300 millions \$ au titre des fonds provenant des activités une fois mis en service.
- Nous avons investi, ou convenu d'investir, un montant record de capitaux s'élevant à 9 milliards \$ (montant net de 2 milliards \$ pour Énergie Brookfield) dans des placements rentables dans l'ensemble de nos principaux marchés et avons conclu un certain nombre de transactions importantes au cours du quatrième trimestre, dont Westinghouse et Deriva Energy, ce qui a permis d'accroître immédiatement nos flux de trésorerie.
- Nous avons poursuivi la réalisation de nos mesures de recyclage des capitaux qui ont permis de dégager un produit de 800 millions \$ (montant net de 500 millions \$ pour Énergie Brookfield), soit près du triple du capital que nous y avons investi, et de financer la croissance.
- Forts d'un bilan déjà très robuste, nous l'avons solidifié davantage en contractant des financements d'environ 15 milliards \$ et en clôturant l'exercice avec des liquidités disponibles de plus de 4 milliards \$, ce qui permettra à la Société de saisir l'occasion pour investir des capitaux afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque.

Un tremplin important pour le secteur des technologies

Alors que la demande de données mondiale augmente rapidement, la position des acteurs technologiques à très grande capitalisation en tant qu'entreprises bénéficiant de la croissance la plus imposante et la plus rapide au monde continue de se renforcer. Depuis 2020, les secteurs infonuagiques de ces entreprises ont connu un essor annualisé de plus de 30 %, soit les secteurs ayant la croissance la plus élevée et dégagant les meilleures marges. La demande d'infonuagique découlant de la transformation numérique et l'adoption d'outils fondés sur l'intelligence artificielle (IA) poussent ces entreprises à continuer d'investir massivement dans leurs fonctionnalités et capacités, et deux des principaux éléments nécessaires pour fournir ces produits sont la puissance informatique et l'électricité.

Au cours des douze derniers mois, la course vers l'amélioration de la puissance informatique a été corroborée par l'augmentation de la demande de certains produits, notamment de puces électroniques. Néanmoins, nous sommes d'avis que la plupart des investisseurs ne saisissent pas encore l'importance d'une source d'électricité stable pour être à même d'assurer la croissance des centres de données et de la puissance informatique.

Les plus grandes sociétés infonuagiques fonctionnent avec de l'énergie propre. Elles ont des objectifs de consommation d'énergie propre de 100 %, qui augmentent d'environ 50 % par année depuis les dernières années, et sont les plus grands acheteurs d'énergie verte à l'échelle mondiale. Toutefois, la forte consommation d'électricité de l'IA agit comme multiplicateur de la demande en énergie, qui devient de plus en plus un goulot d'étranglement pour la croissance de l'infonuagique. Par exemple, l'intégration de l'IA consomme au-delà de dix fois plus d'électricité lorsqu'elle s'inscrit dans un processus de recherche normal. Déjà, l'accélération de la tendance mondiale vers la transformation numérique entraîne une modification des besoins en électricité, qui sont désormais démultipliés par la mise en œuvre de l'IA. L'énergie renouvelable, la forme de production d'électricité en vrac la plus abordable, est la solution tout indiquée à la hausse de la demande d'électricité.

En outre, comme l'envergure et la consommation d'énergie des centres de données vont grandissant, ces installations exercent une pression sur les réseaux électriques mondiaux. Par conséquent, certains organismes de réglementation exigent des promoteurs de centres de données qu'ils fournissent une solution énergétique afin d'obtenir les autorisations préalables à l'établissement d'un centre. Cette obligation place l'énergie sur le chemin critique vers la croissance de ces entreprises technologiques. À l'instar de l'électrification de grands secteurs comme ceux des sociétés industrielles et de transport, cette tendance crée un contexte dans lequel des augmentations importantes de la demande de nouveaux projets d'électricité deviennent, pour la première fois depuis des décennies, une réalité sur les marchés développés.

En général, on estime que la consommation d'électricité mondiale des centres de données représentera environ 10 % de la demande d'électricité totale d'ici 2030 (alors qu'elle représente environ 2 % aujourd'hui). Pour satisfaire les besoins des centres de données uniquement – sans tenir compte de la pénétration des véhicules électriques ou d'une électrification d'ordre plus général – on devra fournir des capacités de génération supplémentaires équivalant à la taille actuelle du réseau des États-Unis.

Depuis près d'une décennie, nous avons positionné notre entreprise pour tirer parti de ces tendances. L'établissement d'une plateforme de développement mondiale de pointe, combiné à l'attention que nous avons portée dès le début à nos activités de commercialisation de l'électricité, nous a permis de répondre aux besoins des plus grands acheteurs à forte croissance d'énergie verte. Les sociétés technologiques mondiales sont nos plus grands clients commerciaux depuis des années, car nous avons su nous démarquer grâce à notre envergure et à notre crédibilité en menant à bien de nouveaux projets de production d'électricité à temps pour stimuler leur croissance.

Notre capacité d'offrir des solutions d'énergie propre d'envergure en tout temps et dans de nombreux pays permet à notre entreprise de continuer à bénéficier largement de cette forte croissance de la demande au fil du temps. Qui plus est, notre capacité d'offrir des solutions uniques et personnalisées à grande échelle nous permet de nous détacher de la concurrence et de dégager de meilleurs rendements dans le cadre de contrats bilatéraux. Nous avons conclu des contrats pour fournir une puissance dépassant 60 térawattheures aux grandes entreprises technologiques au cours des deux dernières années, une quantité qui devrait augmenter drastiquement au cours des prochaines années.

Par conséquent, dans l'avenir, nous nous attendons à ce que la vaste majorité de nos nouveaux projets d'énergie renouvelable en développement soit contractée par des clients institutionnels, chez qui nous observons une forte demande à l'égard de nos produits distinctifs offerts selon des modalités contractuelles attrayantes. À l'heure actuelle, les clients institutionnels ont contracté une production d'environ 22 térawattheures par année, ce qui représente environ 30 % du total des volumes visés par contrat, soit

plus du double des volumes contractés par ce type de client il y a cinq ans. D'après notre portefeuille de projets en développement actuel, nous estimons que la production visée par contrat fournie aux clients institutionnels doublera à nouveau d'ici 2028, pour atteindre environ 44 térawattheures par année, soit 45 % des volumes visés par contrat.

Nous continuons de dégager des rendements ajustés au risque avantageux

Au cours des douze derniers mois, nous avons su braver le contexte haussier de taux et les obstacles de chaîne d'approvisionnement auxquels le secteur a dû faire face. Plus particulièrement, notre approche disciplinée en matière de développement, consistant à éliminer d'emblée les risques, a permis à nos activités de développement de demeurer vigoureuses et à nos résultats d'atteindre un niveau record à un moment où certains participants du marché ont vu leur chemin parsemé d'embûches. Enfin, la prudence dont nous avons fait preuve sur le plan du financement de nos activités, combinée à la robustesse de notre bilan, à la pérennité de nos flux de trésorerie et à notre accès à diverses sources de capitaux d'envergure, a fait en sorte que nous avons pu poursuivre notre croissance à un moment où d'autres n'ont pu y parvenir et où la concurrence se faisait plus rare.

Nous avons saisi diverses occasions en investissant, ou en convenant d'investir, 9 milliards \$ (montant net de 2 milliards \$ pour Énergie Brookfield) mis en valeur par l'acquisition de Westinghouse, de Deriva Energy, d'une participation supplémentaire de 50 % dans X-Elio que nous ne détenions pas, de Banks Renewables et de placements dans CleanMax et Avaada en Inde.

Bien que notre proposition d'acquérir Origin Energy n'ait pas reçu le degré nécessaire de soutien de la part des actionnaires, qui était une condition préalable à la conclusion de la transaction, nous avons confiance que nous atteindrons notre objectif d'investir entre 7 milliards \$ et 8 milliards \$ au cours des cinq prochaines années et que nous parviendrons à faire croître nos flux de trésorerie et nos distributions conformément à nos objectifs. Depuis l'annonce initiale de la transaction visant Origin, nous avons reçu des messages d'entreprises des quatre coins du monde à la recherche d'un partenaire disposant de capitaux importants et d'une vaste expertise opérationnelle qui leur permettrait d'accélérer la réalisation de leurs objectifs de transition et de rehausser la valeur de leurs activités.

À la lumière des conditions des marchés publics et de notre grande confiance dans la valeur intrinsèque de notre entreprise et de notre courbe de croissance, nous avons continué d'affecter des capitaux au rachat de nos actions. En 2023, nous avons racheté 2 millions de parts dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Nous continuerons d'investir des capitaux à l'avenir afin de dégager les meilleurs rendements ajustés au risque et nous demeurons convaincus que nous continuerons à créer de la valeur significative pour nos investisseurs.

Nous avons élargi nos capacités de développement et fourni près de 5 000 mégawatts au cours de l'année dernière, un record pour notre entreprise, tout en œuvrant à l'avancement de notre portefeuille. À l'heure actuelle, notre portefeuille de projets en développement à un stade avancé comporte une puissance de près de 24 000 mégawatts. De plus, nous sommes en voie de mettre en service environ 7 000 mégawatts pendant l'exercice en cours et plus de 7 000 mégawatts en 2025. Ces projets vont bon train : près de 25 % des projets de notre portefeuille triennal en sont à l'étape de construction, plus de 20 %, dont la production est pleinement visée par contrat, dégagent des produits et plus de 30 % en sont aux étapes finales de l'obtention de CAÉ et de contrats de construction. Une fois mis en service, ces projets et les projets actuels

à un stade avancé du portefeuille de développement devraient représenter 300 millions \$ de fonds provenant des activités supplémentaires annualisés.

Résultats d'exploitation

Nos activités d'exploitation ont continué à réaliser un excellent rendement et nous avons dégagé des fonds provenant des activités sans précédent malgré la volatilité des ressources cycliques et une production inférieure à la moyenne à long terme de certains de nos actifs. Nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 1,1 milliard \$, ou 1,67 \$ par part, ce qui représente une augmentation de 7 % sur douze mois et une augmentation de 9 % par part au quatrième trimestre. Bien que nos résultats aient reculé légèrement en deçà de notre objectif de croissance des fonds provenant des activités par part d'au moins 10 %, situation principalement attribuable à la clôture plus tardive que prévu de certaines transactions au quatrième trimestre, nous gardons le cap pour atteindre notre objectif en 2024 et au-delà.

Déjà, nous constatons les bénéfices de nos activités de croissance, pondérés en fin d'exercice, grâce à la mise en service de près de la moitié d'une nouvelle puissance de près de 5 000 mégawatts au quatrième trimestre et à la clôture d'acquisitions majeures représentant un apport de plus de 100 millions \$ au titre des fonds provenant des activités annuels supplémentaires au cours des trois derniers mois de l'exercice. De plus, nous prévoyons connaître une hausse à mesure que notre parc reprend la production moyenne à long terme, particulièrement en ce qui a trait à nos centrales hydroélectriques, dont la nature revêt un caractère cyclique.

En outre, nous nous attendons à ce que nos initiatives de croissance continuent à stabiliser nos résultats dans l'avenir, non seulement en diversifiant de plus en plus nos flux de trésorerie, mais aussi en améliorant les composantes visées par contrat et moins variables de notre entreprise. En poursuivant la diversification de nos activités, nous atténuons la volatilité de nos résultats et réduisons au minimum notre exposition aux ressources sous-jacentes pour atteindre nos objectifs de croissance du résultat. Si nous mettons à jour et surveillons constamment les chiffres moyens à long terme de nos ressources afin de financer et de gérer nos activités, l'incidence de ces mesures sur notre rendement financier se trouve diluée dans une mer d'initiatives de développement, de croissance et de négociation de contrats.

Les fonds provenant des activités de notre secteur hydroélectricité se sont établis à 624 millions \$. Malgré un exercice éprouvant sur le plan des ressources dans nos marchés à valeur élevée, le portefeuille a dégagé un bon rendement et a bénéficié de la vigueur des prix tout compris de l'électricité. Les réservoirs ont rebondi au début de 2024, la tendance étant à la hausse au premier trimestre comparativement à la fin de 2023.

Ensemble, nos secteurs éolien et solaire ont dégagé des fonds provenant des activités de 643 millions \$ grâce à la mise en service de nouveaux projets, aux activités de rééquipement et à la production visée par des contrats assortis de clauses d'indexation sur l'inflation. Comme on peut s'y attendre au cours d'une période de croissance rapide, nous avons fait l'acquisition d'un certain nombre d'actifs dont la production était inférieure à leur moyenne à long terme avant le transfert de propriété. Dans le cadre de nos plans d'affaires, nous tirons parti de nos capacités d'exploitation, notamment de nos capacités de rééquipement et de mise à niveau, pour améliorer ces actifs en ramenant leur moyenne à long terme dans les quelques premières années suivant le transfert de propriété. Nous avons mené à bien plusieurs initiatives de rééquipement et de mise à niveau au cours des dernières années qui devraient se terminer et commencer à générer davantage de bénéfices au cours de l'année.

Pour ce qui est de notre secteur énergie décentralisée et accumulation et de notre secteur solutions durables, ils ont dégagé ensemble des fonds provenant des activités de 185 millions \$ grâce à la croissance interne découlant de l'expansion de ces activités. Nous continuons d'observer un bel essor autour des technologies naissantes au sein de notre secteur solutions durables. Par exemple, Entropy, notre entreprise canadienne de captage et de stockage du carbone, a conclu un accord d'écoulement de crédits carbone à prix fixe sur 15 ans avec le Fonds de croissance du Canada, qui garantit un prix d'écoulement pour 600 kt de CO₂ par année, atténuant ainsi les risques du portefeuille de projets. En plus de l'accord d'enlèvement, le Fonds de croissance Canada a convenu d'investir jusqu'à 200 millions \$ CA dans l'entreprise, ce qui pourrait entraîner une évaluation de post-financement entièrement utilisée d'environ une fois et demie sa valeur à notre prise de possession.

État de la situation financière et liquidités

Nous avons terminé l'exercice avec une excellente situation financière en disposant de liquidités disponibles de plus de 4 milliards \$, ce qui procure une grande souplesse pour investir dans la croissance. Notre robuste bilan et l'accès à diverses sources de financement continuent de permettre à notre entreprise de se démarquer et de saisir des possibilités d'investissement lorsque les capitaux se font plus rares, comme nous l'avons prouvé au cours de l'exercice en ajoutant à notre portefeuille des entreprises de qualité dégageant des rendements avantageux ajustés en fonction du risque.

Au cours de l'exercice, nous avons solidifié notre situation financière en contractant des financements sans recours d'environ 15 milliards \$ dégageant un produit tiré de financements additionnels de près de 500 millions \$ pour Énergie Brookfield. Nous avons mis à jour dernièrement notre cadre de financement vert pour y ajouter des catégories de placement admissibles et conformes à notre stratégie d'investissement dans des entreprises et des projets contribuant à la transition vers la carboneutralité. Par la suite, nous avons tiré avantage d'une conjoncture favorable au début du mois de janvier en émettant des billets de 30 ans à 5,3 % d'une valeur de 400 millions \$ CA, en augmentant prudemment notre dette en fonction de l'accroissement des flux de trésorerie, en maintenant une note de crédit de première qualité et en prolongeant les échéances de la dette de façon significative.

Notre programme de recyclage d'actifs s'est avéré fructueux, dégageant au cours des douze derniers mois des produits d'environ 800 millions \$ (montant net de 500 millions \$ pour Énergie Brookfield), soit environ le triple du capital investi. Nos initiatives de recyclage sont une source de financement fiable que nous continuerons d'adapter à la croissance de nos activités de développement. Nous adoptons une approche rigoureuse et pragmatique en matière de roulement des actifs : nous vendons des actifs lorsque la demande le justifie et que leur évaluation est avantageuse, c'est-à-dire égale ou supérieure à nos évaluations internes, quelle que soit la technologie qu'ils emploient et où qu'ils se trouvent.

En Espagne, nous avons procédé à la vente d'un projet d'énergie solaire d'une puissance de 150 mégawatts, que nous avons mis en service au début de 2023 et qui a généré un produit de 100 millions \$ (montant net d'environ 20 millions \$ pour Énergie Brookfield). Au Canada, nous avons également conclu la vente d'une participation minoritaire dans un portefeuille d'actifs éoliens visés par contrat, que nous avons développé plus de dix ans auparavant et qui avait permis de récolter plus de trois fois et demie le capital que nous y avons investi au cours de cette période.

Notre approche dans la vente d'actifs convoités, quelle que soit la technologie qu'ils emploient et où qu'ils se trouvent, a été avantageuse et nous a permis de dégager des rendements importants, supérieurs à nos

objectifs de financement pour les investisseurs. Dans l'avenir, nous prévoyons continuer à tirer parti de cette source de financement pour démarrer de nouveaux projets et acquérir de nouvelles plateformes.

Perspectives

Les perspectives de notre entreprise continuent d'être très favorables. Nous maintenons le cap pour dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % pour les investisseurs, tout en continuant de faire preuve de discipline sur le plan de la distribution de capital, et en tirant parti de nos activités distinctives en exploitation et en développement, ainsi que de nos différentes sources de financement.

Au nom du conseil d'administration et de la direction, nous tenons à remercier tous nos porteurs de parts et actionnaires pour leur soutien indéfectible. C'est avec plaisir que nous vous tiendrons au courant de nos progrès tout au long de l'année 2024.

Cordialement,

Le chef de la direction,



Connor Teskey

Le 29 février 2024

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (collectivement avec ses entités contrôlées, « Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie propre et de solutions durables diversifiés employant de multiples technologies.

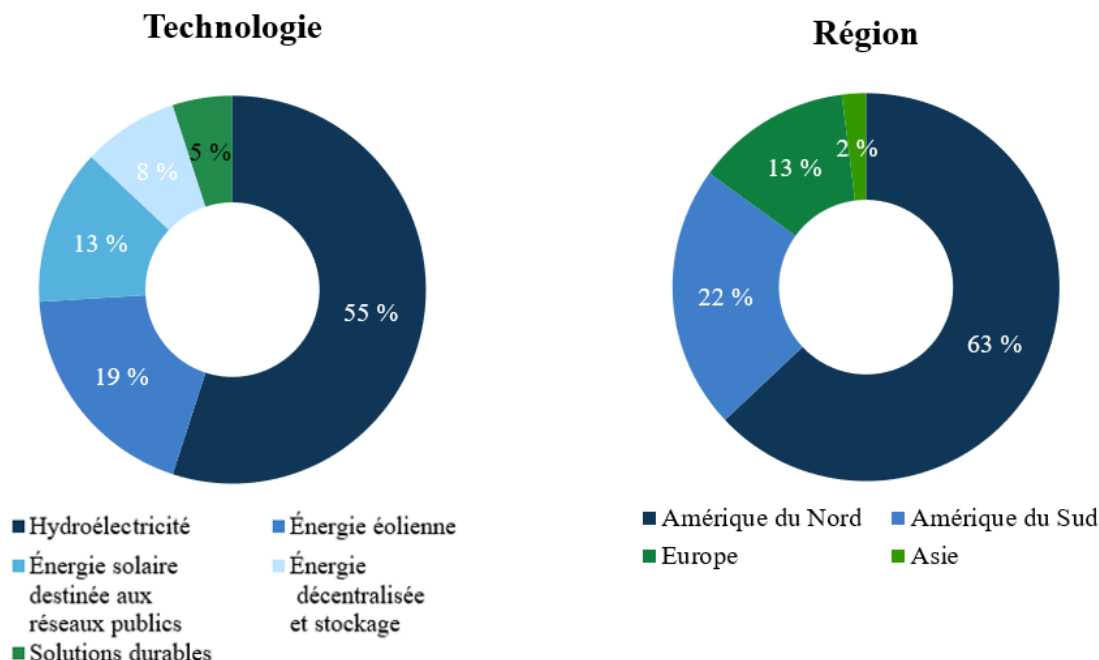
Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale et notre expérience pour acquérir et mettre en valeur des actifs de production d'énergie propre et de solutions durables de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, et à les financer à long terme grâce à du financement de première qualité à faible risque selon une stratégie de financement prudente, pour ensuite optimiser les flux de trésorerie en exerçant notre expertise en matière d'exploitation pour en accroître la valeur ou pour mettre ces actifs en service et générer des flux de trésorerie additionnels pour notre Société.

Une des plus importantes sociétés ouvertes du monde axées sur la décarbonation. Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis 23 ans à titre d'exploitant et d'investisseur coté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables et d'actifs liés aux solutions durables. Nous détenons aujourd'hui un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 4 770 employés chevronnés (y compris les employés des sociétés de notre portefeuille consolidé). Énergie Brookfield investit directement dans des actifs, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Nous avons également effectué des investissements au sein de notre portefeuille de solutions durables se composant d'actifs et d'entreprises, qui favorisent la transition vers la carboneutralité et qui nous permettent de tirer parti de notre accès aux capitaux et de nos partenariats afin d'accélérer la croissance de nos activités, et de catégories d'actifs de transition émergents, qui nous permettront d'être en bonne posture pour effectuer ultérieurement, grâce à nos investissements initiaux, des investissements d'envergure en matière de décarbonation à l'avenir. D'autres possibilités de transformation de l'énergie proviennent aussi de notre portefeuille de solutions durables, qui comprend des investissements dans des sociétés pour réduire les émissions de gaz à effet de serre grâce au déploiement d'énergies renouvelables traditionnelles.

Notre portefeuille d'actifs diversifiés à l'échelle mondiale nous permet de réduire la variabilité des ressources et d'améliorer la constance de nos flux de trésorerie. Notre croissance interne et nos acquisitions sont habituellement réalisées par l'intermédiaire du fonds privé de Brookfield et, par conséquent, les activités au prorata d'Énergie Brookfield continueront à se diversifier mais demeureront principalement axées sur nos centrales d'hydroélectricité de grande qualité.

De plus, nous détenons des placements dans notre portefeuille de solutions durables comprenant des actifs et des entreprises qui favorisent la transition vers la carboneutralité grâce à des technologies établies mais émergentes qui nécessitent des capitaux pour prendre de l'envergure, et dans des entreprises dans lesquelles, nous en sommes convaincus, nous pourrions tirer parti de notre accès aux capitaux et de nos partenariats pour accélérer la croissance. Notre portefeuille d'actifs de solutions durables comprend notre participation dans Westinghouse (entreprise mondiale spécialisée dans les services nucléaires de premier plan), ainsi qu'un investissement dans un portefeuille d'actifs en exploitation de CSC en exploitation totalisant une puissance de 57 kMt/a, des actifs de production de GNR de source agricole ayant une capacité de production annuelle de 3 millions MMBtu, et plus de 1 million de tonnes de matériaux recyclés par an. Notre portefeuille de projets en développement durable comprend une capacité de CSC de 14 MMT/a, une production annuelle de 3,5 millions de MMBtu de GNR, une capacité annuelle de 1,6 million de tonnes de matériaux recyclés, une capacité annuelle de production d'ammoniac vert de 1 million de tonnes et une capacité annuelle de fabrication de panneaux solaires pouvant produire jusqu'à 5 000 MW.

Les graphiques ci-après présentent les produits au prorata¹ :



¹⁾ Les chiffres sont fondés sur les produits normalisés des 12 derniers mois au prorata de la quote-part d'Énergie Brookfield.

Aider à l'accélération et à la stabilité de la décarbonation des réseaux électriques. Les changements climatiques et la sécurité énergétique sont considérés comme deux des enjeux les plus importants et urgents auxquels fait face l'économie mondiale, entraînant d'immenses risques pour la sécurité des collectivités et pour notre prospérité économique et commune. Par conséquent, les gouvernements et les entreprises ont adopté des plans ambitieux visant à appuyer la transition vers une économie décarbonée. Nous croyons que notre envergure et notre capacité mondiale en matière d'exploitation, de développement et d'investissement nous positionnent favorablement pour travailler de concert avec les gouvernements et les entreprises afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Profil financier solide et stratégie de financement prudente. Énergie Brookfield affiche un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre approche de financement consiste à avoir accès par l'intermédiaire de nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours sur des actifs précis, sans clauses financières restrictives. Environ 90 % de notre dette est cotée comme étant de première qualité ou considérée selon des mesures de première qualité. Notre ratio d'endettement d'entreprise est d'environ 12 %, et environ 91 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours au prorata ont chacun une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 10 ans et 12 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 90 % de notre financement est effectivement à un taux fixe, et seulement 8 % de notre dette contractée à l'extérieur de l'Amérique du Nord et de l'Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2023, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de plus de 4,1 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

La meilleure expertise en matière d'exploitation et de développement qui soit. Énergie Brookfield emploie environ 4 770 exploitants chevronnés (y compris les employés des sociétés de notre portefeuille consolidé) et près de 120 experts en commercialisation de l'électricité partout autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expérience en matière d'exploitation, de développement et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 120 ans. Nous continuons à faire avancer nos activités de développement en élargissant notre portefeuille de projets d'énergie renouvelable d'environ 155 400 MW et en améliorant les services de décarbonation que nous offrons à nos clients par la mise en œuvre de solutions durables, notamment des possibilités d'investissement supplémentaires dans des projets de CSC d'une capacité de 14 MMt/a, 1,6 million de tonnes de matériaux recyclés, une capacité de production annuelle d'environ 3,5 millions de MMBtu de GNR, une usine de panneaux solaires dont l'ensemble fabriqué par année peut produire 5 000 MW et une installation de production d'ammoniac vert d'une capacité de 1 million de tonnes par année alimentée entièrement par des énergies renouvelables. Nos capacités d'exploitation et de développement combinées à notre portefeuille de croissance nous distinguent de plus en plus à titre de partenaire de choix pour les acheteurs d'énergie propre et les sociétés à la recherche de solutions de décarbonation, ce qui stimule la croissance de nos activités.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie et un profil de distribution à long terme attrayant. Nous nous concentrons sur la distribution stable et durable avec une croissance notable se situant entre 5 % et 9 % par année, quels que soient les cycles de marché, des activités en cours et des nouveaux investissements. Nous sommes entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, étant donné l'inclusion dans la quasi-totalité de nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement potentiel des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement qui dégageront des rendements supérieurs. Pour compléter cette croissance interne, nous concluons des acquisitions en tirant parti de l'équipe de Brookfield, composée de plus de 100 professionnels en investissement à l'échelle mondiale qui se consacrent à la recherche et à la réalisation d'acquisitions relatives qui se présentent.

Stratégie d'investissement rigoureuse et à contre-courant. Notre échelle mondiale et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de faire la rotation des capitaux là où il y a pénurie afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Notre capacité d'acquérir et de développer des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets autour du globe, notre relation stratégique avec Brookfield et notre profil de liquidité et de structure du capital.

Approche prudente en matière de développement et de gestion d'actifs. Nous adoptons une approche prudente en matière de développement et de gestion d'actifs dans le cadre de laquelle nous cherchons à éliminer ce que nous appelons le « risque de corrélation » avant d'engager des capitaux importants. Pour ce faire, nous cherchons à obtenir du financement et à conclure des ententes avec les clients ainsi que des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction simultanément afin d'avoir une bonne visibilité des flux de trésorerie et de pouvoir fixer nos rendements cibles. Dans la mesure du possible, nous cherchons à obtenir du financement à taux fixe, à conclure des ententes avec les clients indexées sur l'inflation et des contrats de construction complets afin de réduire l'incertitude au minimum.

GESTION ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (« ESG »)

Notre approche en matière de développement durable

À titre d'investisseur, de propriétaire et d'exploitant de l'une des plus importantes plateformes au monde axées sur l'énergie renouvelable, les solutions durables et les solutions de décarbonation dont les titres sont cotés en Bourse, notre approche en matière de développement durable est essentielle à la façon dont nous exerçons nos activités. Nous sommes d'avis que nos pratiques, nos performances et nos principes rigoureux en matière de développement durable nous permettent de bâtir des activités stables et de générer de la valeur à long terme pour nos parties prenantes.

Nos pratiques de développement durable sont entièrement intégrées à notre processus d'investissement, en commençant par la réalisation des contrôles préalables jusqu'à notre sortie de l'investissement. Nous adaptons les contrôles préalables en matière de développement durable, tirant profit de notre investissement et de notre expertise opérationnelle et suivant les indications du Sustainability Accounting Standards Board. Nous visons à déceler de manière proactive les possibilités et les risques en matière de développement durable les plus pertinents à l'égard de nos investissements et adaptons nos contrôles préalables en conséquence. Après avoir fait l'acquisition d'un actif, ou y avoir investi, nous mettons en œuvre un plan d'intégration adapté comportant d'importantes priorités en matière de développement durable. Les équipes de gestion régionales sont responsables de l'intégration des nouveaux investissements et de la gestion des risques et des possibilités en matière de développement durable tout au long du cycle de vie de l'investissement. L'intégration et la performance en matière de développement durable sont examinées régulièrement au moyen d'un mécanisme central à l'échelle de la société grâce à nos processus de gouvernance officiels. Enfin, dans le cadre de notre procédure de désinvestissement, nous estimons la valeur qui pourrait être créée en fonction de divers facteurs, notamment les pratiques en matière de développement durable.

Environnement

La décarbonation est un objectif mondial que se sont fixé de nombreux gouvernements, entreprises et investisseurs. À titre de propriétaire et d'exploitant d'énergie renouvelable de premier plan, c'est sur plusieurs décennies que nous nous sommes imposés dans ce secteur, et nous mettrons à profit notre expertise opérationnelle pour soutenir la transition sur des décennies à venir pour décarboniser la planète. Nos actifs d'énergie propre opèrent déjà partout dans le monde pour aider à réduire les émissions, et nous continuerons à former des partenariats pour stimuler cet objectif.

Nous comprenons qu'il est important de réduire les émissions de notre propre société. Nous avons donc établi une cible visant à atteindre la carboneutralité dans l'ensemble de nos activités d'ici 2050 ou plus tôt et d'accélérer la transition mondiale. Cette ambition cadre avec notre stratégie et s'appuie sur trois objectifs :

- Atteindre la carboneutralité pour les champs d'application 1 et 2 à l'échelle de nos activités d'énergie renouvelable d'ici 2030. Cette cible repose sur des plans établis et met l'accent sur la réduction des émissions, y compris sur l'utilisation accrue d'énergie propre pour alimenter en électricité nos actifs et nos bureaux. En outre, nous cherchons à améliorer la présentation des données sur les émissions du champ d'application 3 à l'échelle de notre chaîne de valeur élargie et à établir un objectif en ce qui a trait au champ d'application 3 dans l'avenir.
- Depuis 2022, développer une capacité supplémentaire d'environ 21 000 MW d'énergie propre d'ici 2030, ce qui aurait pour effet de doubler la puissance de notre portefeuille en exploitation pour la porter à 42 000 MW. En 2023, nous avons créé une nouvelle capacité d'énergie propre d'environ 5 000 MW, que nous avons porté à environ 8 000 MW depuis l'établissement de notre objectif. Nous prévoyons y arriver en mettant en œuvre des possibilités au sein de notre portefeuille de projets en développement et en continuant à faire des acquisitions. Se reporter à la rubrique 3.D, « Facteurs de risques – Risques liés à notre stratégie de croissance », de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F.

- Établir des cibles de réduction des émissions et concevoir des plans en vertu de l'Accord de Paris visant la totalité des investissements à forte intensité en carbone. Nous cherchons les occasions d'aider les entreprises, surtout dans les secteurs de l'énergie, des services publics et industriel, à mettre en adéquation leurs pratiques et les objectifs de l'Accord de Paris. Nous les assistons dans l'établissement de cibles à moyen et à long terme qui correspondent aux feuilles de route de l'Accord de Paris et dans l'intégration de ces cibles à leur stratégie, leur plan d'affaires et leur processus de gouvernance pour les nouvelles acquisitions.

Nous intégrons des pratiques environnementales plus larges dans notre processus décisionnel et nos activités, notamment la protection de la biodiversité ainsi que la gestion de l'eau et des déchets, tout en visant l'amélioration continue de notre système de gestion environnementale et de notre performance globale. Notre engagement et notre collaboration avec les parties prenantes, y compris les collectivités, les peuples autochtones, les organismes locaux et les ONG environnementales, améliorent notre compréhension des écosystèmes, de l'incidence environnementale potentielle de nos installations et de l'élaboration des plans de gestion qui y sont associés.

Nous soutenons également le marché des produits de financement vert afin d'accélérer la transformation et la décarbonation de la production d'électricité à l'échelle mondiale, tout en réduisant nos coûts d'emprunt. Notre comité de financement vert, qui comprend des représentants de nos équipes des marchés financiers et de la trésorerie, gère notre stratégie de financement durable, en collaboration avec l'équipe de développement durable d'Énergie Brookfield. Le chef de la direction des finances de BRP Energy Group L.P., y compris toute autre société affiliée de cette entité qui fournit des services à Énergie Brookfield aux termes d'une convention-cadre de services ou de toute autre convention ou entente de service (collectivement, le « fournisseur de services »), supervise la mise en place de notre stratégie et intègre les questions à cet égard pour en faire rapport au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited, commandité de BEP (le « commandité gestionnaire »).

En 2023, nous avons émis des obligations vertes totalisant environ 5 milliards \$ à l'échelle de l'entreprise et des projets, ce qui a porté nos émissions vertes totales à environ 15 milliards \$ au 31 décembre 2023. En outre, nous avons émis, en janvier 2024, un montant additionnel de 400 millions \$ CA en obligations vertes à l'échelle de la société. Nous avons mis à jour notre cadre de financement vert, qui a reçu une cote globale de « vert moyen » par le service d'opinion indépendante de seconde partie de S&P, et toutes nos catégories de placements admissibles ont reçu une cote de « vert moyen » ou « vert foncé » selon le système de notation fondé sur les nuances de vert de S&P. Toutes les obligations vertes à l'échelle de nos projets ont obtenu plus de 90 points sur 100 par l'outil d'évaluation de S&P Global Ratings Canada, unité d'affaires de S&P Global Canada Corp (« S&P »), soit la plus haute note pouvant être attribuée par cet organisme. S&P a souligné que la gérance environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield ont tous contribué à cette note élevée.

Social

Nous cherchons à avoir une incidence positive sur notre personnel et les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Dans le cadre de nos activités, nous continuons de mettre fortement l'accent sur la santé et la sécurité, de soutenir le perfectionnement de nos employés et de mettre tout en œuvre pour créer un environnement de travail ouvert et inclusif qui assure la réussite de nos équipes. Nous nous efforçons continuellement d'atteindre l'excellence en matière de santé et de sécurité et d'être un chef de file du secteur en ce qui a trait à la gestion des risques et à la prévention des incidents. Notre philosophie de gestion de la santé et de la sécurité met l'accent sur l'importance du leadership, la responsabilité des cadres hiérarchiques, l'approche de système géré ainsi que l'identification et l'élimination des dangers à risque élevé comme pierres angulaires d'un rendement exceptionnel.

Dans toute notre chaîne de valeur, nous avons à cœur d'établir des relations solides avec nos partenaires communautaires. Nous communiquons de façon proactive avec les collectivités et nous nous efforçons de créer une valeur partagée. Nous croyons qu'il est essentiel d'entretenir des relations transparentes et bien établies avec les parties

prenantes locales pour développer et exploiter nos installations avec succès. Lorsque nous envisageons d'investir dans une nouvelle installation ou d'en construire une nouvelle, nous effectuons des évaluations et des contrôles préalables afin de cibler les parties prenantes locales. Il peut s'agir de collectivités, de propriétaires fonciers, d'entrepreneurs, de municipalités, d'organismes de loisirs, d'ONG et de tout autre groupe susceptible d'être touché par nos activités ou de s'y intéresser. Nous consultons les parties prenantes locales et travaillons de façon proactive avec elles pour nous assurer que leurs intérêts et leur sécurité sont bien intégrés à notre processus de prise de décisions, à notre développement et à nos activités.

Nous sommes déterminés à traiter les parties prenantes, y compris les employés, les clients, les fournisseurs et les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités, avec dignité et respect. Nos politiques et programme des droits de la personne comprennent le respect de toutes les lois et de tous les règlements qui s'appliquent à nos activités, notamment en matière de conditions de travail et d'emploi équitables, ainsi que la prise de mesures au sein de notre entreprise pour améliorer nos contrôles préalables, nos principales modalités contractuelles, nos politiques, nos procédures et notre collaboration en ce qui concerne les droits de la personne et la chaîne d'approvisionnement. Notre engagement à l'égard des droits de la personne est intégré dans nos prises de décisions et nos activités.

Gouvernance

Nous appliquons à l'échelle de notre organisation des normes en matière d'éthique très rigoureuses, dont les principaux éléments sont notre code d'éthique et de conduite professionnelle, notre politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence, un service d'assistance téléphonique d'alerte professionnelle et des contrôles et procédures complémentaires. Afin de veiller à ce que nos entrepreneurs appliquent les meilleures pratiques, nous avons adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui nous permet de nous assurer que leurs valeurs, priorités et pratiques d'affaires sont en harmonie avec les nôtres. Les normes établies par ces politiques ont pour objectif de respecter ou d'excéder celles prescrites par les textes légaux ou réglementaires applicables. Nous reconnaissons l'importance de présenter de manière transparente nos programmes de développement durable et les progrès en matière de facteurs ESG réalisés aux parties prenantes, y compris à nos investisseurs. C'est pourquoi nous publions un rapport sur le développement durable depuis 2020, décrivant comment nous intégrons les principes environnementaux, sociaux et de gouvernance dans nos activités, conformément aux recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques.

Le rôle de surveillance des questions en matière de développement durable incombe au conseil d'administration et à l'équipe de direction :

- Conseil d'administration : Le conseil d'administration du commandité gestionnaire et ses comités supervisent la réalisation de la stratégie de développement durable, laquelle est axée sur la décarbonation, et examinent notre approche et notre performance en matière de développement durable tout au long de l'exercice. Le conseil d'administration examine également les politiques mondiales liées au développement durable et surveille la performance des activités exercées dans les différentes régions. Le conseil d'administration du commandité gestionnaire reçoit chaque trimestre des mises à jour sur le rendement en matière de développement durable.
- Équipe de direction : Le chef de la direction du fournisseur de services est entièrement responsable de la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise, y compris la réalisation des programmes en matière de développement durable et l'atteinte des objectifs en découlant. Le chef de la direction du fournisseur de services et l'équipe de direction établissent la vision stratégique et les priorités de notre entreprise et surveillent leur réalisation.
- Directeurs des unités d'exploitation régionales : Les chefs de la direction de nos unités d'exploitation régionales mettent en œuvre les moyens pour atteindre les objectifs locaux au sein de leurs unités et sont responsables du rendement en matière de développement durable.

- Comité directeur en matière de développement durable : Le comité directeur du développement durable établit les objectifs en la matière, communique les meilleures pratiques, surveille les progrès et le rendement par rapport à nos objectifs et recherche de nouvelles possibilités d'amélioration. Les chefs de la direction des unités d'exploitation régionales, le chef de la gestion du développement durable et le chef de la gestion des risques ainsi que différents experts en matière de développement durable et d'activités d'exploitation au sein de notre entreprise siègent au comité.
- Comité directeur de SSSE : Notre comité directeur de SSSE gère notre cadre stratégique en matière de santé et de sécurité. Le comité établit des politiques exhaustives en matière de santé et de sécurité, soutient notre culture très forte et notre système de gestion axés sur la santé et la sécurité, communique les meilleures pratiques, recherche de nouvelles possibilités afin d'améliorer continuellement notre performance en matière de sécurité et surveille la performance par rapport à notre objectif zéro incident grave.
- Examen des investissements : Le fournisseur de services intègre le développement durable, y compris les facteurs liés au climat, au processus de contrôle préalable des investissements potentiels, y compris l'examen de la documentation sur le développement durable et d'autres informations découlant du contrôle préalable, avant de prendre une décision à l'égard d'un investissement.

Une approche proactive et ciblée qui continue de s'appuyer sur nos normes rigoureuses en matière de développement durable permet de créer de la valeur au sein notre entreprise. Les initiatives que nous entreprenons et les investissements que nous faisons pour faire croître notre entreprise reposent sur l'ensemble de nos valeurs fondamentales en matière de développement durable, alors que nous créons une culture et une organisation qui, à notre avis, pourront prospérer dans le monde d'aujourd'hui et de demain. Pour de plus amples renseignements sur les membres de la direction de Brookfield qui pourraient jouer un rôle au sein de notre entreprise, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F.

Rapport de gestion

pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a été préparé en date du 29 février 2024. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » et « notre société » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Corporation (« Brookfield Corporation »). Brookfield Corporation et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield et sauf indication contraire, y compris Brookfield Asset Management Ltd (« Brookfield Asset Management »), sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion. Le terme « détenteurs de Brookfield » désigne Brookfield, Brookfield Reinsurance et leurs parties liées.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, les actions échangeables de catégorie A (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs des parts de société en commandite, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, de la participation de commandité et des actions échangeables sont désignés collectivement les « porteurs de parts », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, la participation de commandité et les actions échangeables de BEPC sont désignées collectivement les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les actions échangeables et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Les états financiers d'Énergie Brookfield ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), selon lesquelles il faut faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif et sur les informations relatives aux passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière.

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « £ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling et au peso colombien. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « Partie 10 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>), ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov), et celui de SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants de 2023	10	
PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	14	
PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires	16	
Résumé des états consolidés de la situation financière	16	
Transactions entre parties liées	17	
Capitaux propres	21	
PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	23	
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022	23	
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021	29	
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	35	
Profil des contrats	39	
PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	41	
Structure du capital	41	
Liquidités disponibles	42	
Emprunts	43	
PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)		
Dépenses d'investissement		45
Tableaux consolidés des flux de trésorerie		45
Actions, billets et parts en circulation		48
Dividendes et distributions		49
Obligations contractuelles		50
Informations financières supplémentaires		50
Accords hors état de la situation financière		51
PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles		52
Sommaire des résultats trimestriels historiques		53
Résultats au prorata pour le trimestre clos les 31 décembre		54
PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques		58
Gestion des risques et instruments financiers		58
PARTIE 8 – Estimations critiques et méthodes comptables		73
PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement		79

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2023

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

Informations financières choisies

	2023	2022
Produits	5 038 \$	4 711 \$
Perte nette attribuable aux porteurs de parts ¹	(100)	(295)
Perte nette de base et diluée par part de société en commandite ²	(0,32)	(0,60)
BAIIA ajusté au prorata ³	2 182	2 002
Fonds provenant des activités ³	1 095	1 005
Fonds provenant des activités par part ^{3, 4}	1,67	1,56
Distribution par part de société en commandite	1,35	1,28

Information sur l'exploitation

Puissance (MW)	32 949	25 377
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	75 584	63 656
Production réelle	69 704	63 036

Production au prorata (GWh)

Production réelle	29 467	28 669
-------------------------	--------	--------

- ¹⁾ Comprend une perte de 91 millions \$ attribuable aux capitaux propres des commanditaires, une perte de 57 millions \$ attribuable aux actions échangeables de BEPC, une perte de 63 millions \$ attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield, et un résultat de 111 millions \$ attribuable à la participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.
- ²⁾ Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établi à 282,4 millions (275,2 millions en 2022).
- ³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».
- ⁴⁾ Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établi à 657,1 millions (645,9 millions en 2022) comprenant les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

Situation de trésorerie et sources de financement

Liquidités disponibles	4 121 \$	3 695 \$
Ratio d'endettement – société mère	12 %	11 %
Ratio d'endettement – consolidé	40 %	39 %
Emprunts sans recours – consolidé	91 %	91 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt fixe au prorata ¹	96 %	97 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	11 ans
Taux d'intérêt moyen	4,3 %	4,1 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	12 ans	12 ans
Taux d'intérêt moyen	5,4 %	4,9 %

¹⁾ L'exposition totale aux taux variables est de 12 % (10 % en 2022) dont 8 % (7 % en 2022) se rapporte aux dettes à taux d'intérêt variables contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions.

Exploitation

Les fonds provenant des activités se sont établis à 1 095 millions \$, ou 1,67 \$ par part, soit une augmentation par rapport à ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, notamment des acquisitions ainsi que des nouveaux projets en développement d'une puissance de 4 511 MW ayant commencé leurs activités commerciales au cours des douze derniers mois;
- la forte disponibilité des actifs de notre portefeuille à l'échelle mondiale;
- la hausse des prix réalisés dans la plupart des marchés, déduction faite de l'ajustement effectué pour les acquisitions récentes, grâce à l'indexation sur l'inflation et aux initiatives commerciales.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, de l'impôt différé, du profit de change et sur les instruments financiers et d'autres éléments, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 100 millions \$, ou 0,32 \$ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 295 millions \$, ou 0,60 \$ par part de société en commandite pour l'exercice précédent.

Se reporter à la « Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées » du présent rapport de gestion pour des renseignements sur les comptes consolidés de résultat.

Nous sommes toujours un partenaire de choix pour l'approvisionnement en énergie propre :

- Nous avons fait progresser nos priorités d'affaires, notamment en concluant des contrats de nouveaux projets en développement d'une puissance de près de 50 térawattheures, dont 90 % sont conclus auprès de clients institutionnels.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre bilan de premier ordre, assorti d'une note de crédit BBB+ de première qualité et d'un accès à différentes sources de financement, continue de nous distinguer sur le marché et de nous permettre de tirer parti des occasions d'investir lorsque les capitaux se font rares.

- Notre situation de trésorerie demeure robuste grâce à des liquidités disponibles atteignant 4,1 milliards \$, ce qui nous procure une grande souplesse pour investir dans la croissance, et au fait qu'aucune dette importante ne vient à échéance à très court terme.
- Nous avons conclu des financements sans recours d'environ 15 milliards \$, ce qui a généré 500 millions \$ en financements additionnels pour Énergie Brookfield.
- Au cours de l'exercice, nous avons émis des billets à moyen terme à 10 ans d'un montant en capital de 400 millions \$ CA et des billets à moyen terme à 30 ans d'un montant en capital supplémentaire de 400 millions \$ CA en janvier 2024, ce qui a fait passer la durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette de 10 à 12 ans.
- Puisque nous avons largement dépassé nos cibles de croissance, nous avons réalisé un financement par capitaux propres de 650 millions \$ par voie de prise ferme constitué de 8,2 millions de parts de société en commandite et 7,43 millions d'actions échangeables de BEPC ainsi qu'un placement privé simultané de 5,15 millions de parts de société en commandite.
- Au cours de l'exercice, nous avons continué à faire progresser nos initiatives de recyclage d'actifs, ce qui a dégagé un produit de 800 millions \$ (montant net de 500 millions \$ pour Énergie Brookfield), ce qui représente environ le triple du capital que nous y avons investi et qui nous permet de financer la croissance de nos activités.

Croissance et développement

Au cours de l'exercice, nous avons investi, ou convenu d'investir avec nos partenaires institutionnels, un montant en capital d'environ 9 milliards \$ (montant net d'environ 2 milliards \$ pour Énergie Brookfield) à l'échelle de nos principaux marchés, notamment :

- Nous avons conclu l'acquisition de Westinghouse, un fournisseur mondial de premier plan de services d'énergie propre essentiels et hautement techniques dans le secteur nucléaire, en contrepartie de 4,37 milliards \$ (montant net de 442 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans le cadre d'un partenariat stratégique avec Cameco.
- Nous avons conclu l'acquisition, en contrepartie de 1,08 milliard \$ (montant net prévu de 308 millions \$ pour Énergie Brookfield), d'un portefeuille d'énergies renouvelables aux États-Unis, nommément Deriva Energy, l'une des plus importantes plateformes d'énergies renouvelables aux États-Unis, qui comporte des actifs, à la fois en exploitation et en construction, d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et de stockage d'une puissance de 5,9 GW et un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 6,1 GW. Nous prévoyons détenir une participation de 28 % dans le placement (montant net de 303 millions \$ pour Énergie Brookfield).
- Nous avons conclu l'acquisition de la participation de 50 % dans X-Elio que nous ne détenions pas encore, pour une contrepartie totale de 893 millions \$ (montant net de 76 millions \$ pour Énergie Brookfield).

- Nous avons conclu l'acquisition, en contrepartie de 625 millions \$ (montant net de 296 millions \$ pour Énergie Brookfield), d'un portefeuille d'énergie éolienne au Royaume-Uni, nommément Banks Renewables, un développeur de projets d'énergie renouvelable de pointe au Royaume-Uni détenant des actifs éoliens terrestres en exploitation d'une puissance d'environ 260 MW, un portefeuille de projets de développement à très court terme d'une puissance d'environ 800 MW et un portefeuille d'autres projets à un stade avancé d'une puissance de 3 GW. Nous prévoyons détenir une participation de 20 % dans le placement (montant net de 125 millions \$ pour Énergie Brookfield).
- Nous avons investi dans une plateforme d'énergie renouvelable de premier plan en Inde comportant des actifs en exploitation et en développement, afin de fournir une solution de financement structurée en dollars américains sous la forme de titres convertibles avec un investissement initial de 400 millions \$ (montant net de 80 millions \$ pour Énergie Brookfield) et d'investir jusqu'à 600 millions \$ (montant net de 120 millions \$ pour Énergie Brookfield) en titres convertibles supplémentaires pour financer le portefeuille de développement d'énergie renouvelable de la société ainsi que l'investissement dans une usine de fabrication de panneaux solaires et une installation de production d'ammoniac vert.
- Nous avons convenu d'investir jusqu'à 360 millions \$ (montant net de 72 millions \$ pour Énergie Brookfield) pour acquérir une participation de 55 % dans une plateforme d'énergie renouvelable commerciale et industrielle de premier plan en Inde, détenant un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement d'une puissance de 4 500 MW.

Nous avons continué de faire évoluer nos activités de développement :

- Nous avons fait avancer nos activités de développement en mettant en service des nouveaux projets d'une puissance de près de 5 000 MW à l'échelle de nos actifs éoliens, solaires et de stockage par batterie partout dans le monde, ainsi que des actifs de captage et de stockage de carbone d'une puissance de 15 kMt/a et des actifs de production de gaz naturel renouvelable de source agricole ayant une capacité de production de 402 265 MMBtu par le biais de notre portefeuille de solutions durables, ce qui diversifie et fait croître nos flux de trésorerie. Nous prévoyons que les capacités mises en service généreront un apport supplémentaire annuel d'environ 65 millions \$ au titre des fonds provenant des activités annualisés. Notre portefeuille de projets en développement à très court terme est passé à une puissance de 23 800 MW et, combiné à notre portefeuille de solutions durables, devrait générer un apport annuel aux fonds provenant des activités annualisés de près de 300 millions \$ pour Énergie Brookfield une fois mis en service.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022	2021
Produits	5 038 \$	4 711 \$	4 096 \$
Coûts d'exploitation directs.....	(1 933)	(1 434)	(1 365)
Coûts de service de gestion	(205)	(243)	(288)
Charge d'intérêts	(1 627)	(1 224)	(981)
Charge d'amortissement	(1 852)	(1 583)	(1 501)
Recouvrement (charge) d'impôt.....	48	2	(14)
Résultat net.....	616	138	(66)
	Taux de change moyen pour 1 \$ US		
\$ CA	1,35	1,30	1,25
€.....	0,92	0,95	0,85
R\$	4,99	5,16	5,40
COP	4 328	4 253	3 742

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (2023 par rapport à 2022)

Les produits totalisant 5 038 millions \$ représentent une augmentation de 327 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de l'augmentation des prix réalisés. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 311 millions \$ et 6 706 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 89 millions \$ et une réduction de la production de 1 134 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 124 millions \$ puisque l'avantage tiré de l'augmentation des prix réalisés dans la plupart des marchés attribuable à l'indexation sur l'inflation et aux initiatives commerciales a été partiellement contrebalancée par les faibles conditions hydrologiques de nos actifs hydroélectriques au Canada et en Colombie et la baisse des produits moyens par MWh de nos actifs d'énergies éolienne et solaire en Europe en raison des ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés à court terme, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

Au cours de l'exercice, l'effet de change défavorable sur les produits s'est élevé à 19 millions \$ et l'effet de change défavorable sur les charges d'exploitation et d'intérêts a totalisé 17 millions \$.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 933 millions \$ représentent une augmentation de 499 millions \$ en regard de l'exercice précédent en raison des coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et de l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients, qui ont été contrebalancés en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement et le raffermissement du dollar américain susmentionné.

Les coûts de service de gestion totalisant 205 millions \$ représentent une diminution de 38 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 1 627 millions \$ représente une augmentation de 403 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille et des financements réalisés au cours de l'exercice précédent pour nos actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Amérique du Sud dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 852 millions \$, ce qui représente une hausse de 269 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de nos activités.

Le résultat net s'est élevé à 616 millions \$, soit une augmentation de 478 millions \$ par rapport à l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés, des autres produits associés aux produits ponctuels et d'un profit à la vente d'actifs d'énergie éolienne.

Analyse des écarts pour l'exercice précédent (2022 par rapport à 2021)

Les produits totalisant 4 711 millions \$ représentent une augmentation de 615 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de la hausse des prix de l'électricité. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 288 millions \$ et 3 544 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 99 millions \$ et une réduction de la production de 996 GWh. Sur une base comparable et en devises locales, les produits ont augmenté de 569 millions \$ principalement en raison de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix marchands de l'électricité plus élevés à l'échelle mondiale ainsi que des conditions hydrologiques plus favorables à l'échelle de notre portefeuille.

Par rapport à la plupart des devises, le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits d'environ 143 millions \$, qui a été partiellement compensée par l'effet de change favorable de 90 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 434 millions \$ représentent une augmentation de 69 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent étant donné que les coûts supplémentaires entraînés par les récentes acquisitions et mises en service de centrales ont été en partie contrebalancés par les mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société, les ventes d'actifs conclues dernièrement et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

Les coûts de service de gestion totalisant 243 millions \$ représentent une diminution de 45 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 1 224 millions \$ représente une augmentation de 243 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, de l'accélération de nos initiatives de financement en Colombie et du financement additionnel stratégique de 1,0 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 583 millions \$, ce qui représente une hausse de 82 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de nos activités.

Le résultat net de 138 millions \$ représente une augmentation de 204 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent.

PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière annuels audités aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022
Actifs détenus en vue de la vente.....	— \$	938 \$
Actifs courants.....	4 610	4 183
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2 546	1 392
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	64 005	54 283
Total de l'actif.....	76 128	64 111
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	—	351
Emprunts de la société mère	2 833	2 548
Emprunts sans recours	26 869	22 302
Passifs d'impôt différé.....	7 174	6 507
Total du passif et des capitaux propres	76 128	64 111
	Taux de change pour 1 \$ US	
\$ CA	1,33	1,35
€.....	0,91	0,93
R\$	4,84	5,22
COP	3 822	4 810

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 64,0 milliards \$ au 31 décembre 2023, contre 54,3 milliards \$ au 31 décembre 2022, soit une augmentation de 9,7 milliards \$. Nos acquisitions au cours de l'exercice, notamment d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil d'une puissance de 136 MW, d'une société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis, qui dispose d'actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 5 900 MW et d'un portefeuille de développement d'une puissance de 6 100 MW, d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil d'une puissance de 60 MW et d'une plateforme d'énergie renouvelable commerciale et industrielle de premier plan en Inde qui détient un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement d'une puissance de 4 500 MW, ainsi que nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité ont mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 9,1 milliards \$. La dévaluation du dollar américain par rapport au peso colombien et au réal a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 2,7 milliards \$. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la vente de notre actif d'énergie solaire en Uruguay d'une puissance de 26 MW et par la charge d'amortissement de 1,8 milliard \$ associée aux immobilisations.

Actifs détenus en vue de la vente et passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente et les passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente s'élevaient à respectivement néant et néant au 31 décembre 2023, contre respectivement 938 millions \$ et 351 millions \$ au 31 décembre 2022.

Au premier trimestre de 2023, les partenaires institutionnels d'Énergie Brookfield ont conclu la vente d'une participation de 78 % dans un portefeuille hydroélectrique en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 378 MW, dont une tranche de 28 % a été vendue à des sociétés affiliées de Brookfield Corporation. Énergie Brookfield a conservé sa participation de 22 % dans le placement et, par conséquent, n'a reçu aucun produit tiré de la vente. Après la clôture de la vente, Énergie Brookfield a cessé d'inclure cette participation dans son périmètre de consolidation et la comptabilise plutôt selon la méthode de la mise en équivalence.

Au cours du deuxième trimestre de 2023, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie éolienne aux États-Unis qui ont été acquis en 2022.

Au cours du troisième trimestre de 2023, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 95 MW et d'une participation de 100 % dans un actif d'énergie solaire en Uruguay d'une puissance de 26 MW.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font dans le cours normal des activités et sont comptabilisées à la valeur d'échange. Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font principalement avec Brookfield Corporation.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes d'une unique convention d'achat d'électricité (CAÉ) à long terme visant ses centrales hydroélectriques de New York.

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield a transféré certains projets en développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, tout en ayant le droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces mêmes entités. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield participe, avec des partenaires institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Infrastructure Fund V, au Brookfield Infrastructure Income Fund, au Brookfield Global Transition Fund I, au Brookfield Global Transition Fund II et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

De temps à autre, afin de permettre que les activités d'investissement soient réalisées rapidement et de façon efficace, Énergie Brookfield financera des dépôts ou engagera d'autres coûts et charges (y compris en recourant à des facilités de crédit afin d'utiliser, de soutenir, de garantir ou d'émettre des lettres de crédit) à l'égard d'un investissement qui sera par la suite partagé entre des véhicules, des consortiums ou des sociétés de personnes soutenus par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des coinvestisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Le 16 juin 2023, Énergie Brookfield a émis 8 200 000 parts de société en commandite et 7 430 000 actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables ») par voie de prise ferme au prix de 30,35 \$ par part de société en commandite et 33,80 \$ par action échangeable pour un produit brut de 500 millions \$. En même temps, une filiale de Brookfield Reinsurance a acheté 5 148 270 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de placement). Le produit brut total du placement et du placement privé simultané s'est établi à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 20 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes.

Brookfield Corporation a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2024, et les montants empruntés portent intérêt au taux Secured Overnight Financing Rate, majoré d'une marge. Au cours de la période considérée, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Corporation. Celle-ci peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Au 31 décembre 2023, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant en 2022). La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à néant (néant en 2022 et 2 millions \$ en 2021).

Le 7 novembre 2023, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, dans le cadre d'un partenariat stratégique avec Cameco Corporation, a fait l'acquisition de Westinghouse, l'une des plus importantes entreprises de services d'énergie nucléaire au monde, auprès de notre société affiliée Brookfield Business Partners L.P. et de ses partenaires institutionnels, en contrepartie de 4,37 milliards \$ (investissement d'Énergie Brookfield d'environ 437 millions \$).

De plus, notre société a conclu de nouvelles conventions avec Brookfield et en a modifié ou résilié d'autres qui sont décrites à la note 28, « Transactions entre parties liées », dans nos états financiers consolidés annuels audités. Une description de certaines de nos conventions avec Brookfield est présentée à la rubrique 7.B « Opérations entre apparentés » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022	2021
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	14 \$	21 \$	103 \$
Coûts d'exploitation directs			
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services	(5)	(1)	(8)
Services d'assurance ¹	—	—	(26)
	(5) \$	(1) \$	(34) \$
Charge d'intérêts			
Emprunts	(35) \$	— \$	(2) \$
Désactualisation du solde des contrats	(26)	(20)	(21)
	(61) \$	(20) \$	(23) \$
Autres			
Produit tiré des distributions	8 \$	— \$	— \$
Autres services entre parties liées	3 \$	(5) \$	(4) \$
Profit/perte sur les instruments financiers	21 \$	5 \$	— \$
Coûts de service de gestion.....	(205) \$	(243) \$	(288) \$

¹⁾ Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Corporation. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Corporation pour l'exercice 2023 étaient de néant (néant en 2022 et néant en 2021). À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture d'assurance à certaines entités en Amérique du Nord offerte par des assureurs commerciaux tiers. Les primes reçues et les sinistres réglés ne figurent pas dans le tableau ci-dessus.

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	2023	2022
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	61 \$	54 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield ¹	1 386	105
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	57	18
		<u>1 443</u>	<u>123</u>
Actifs non courants			
Actifs liés à des instruments financiers	Brookfield.....	170	395
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	314	341
Montants à recevoir	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	135	128
Passifs courants			
Passif sur contrat	Brookfield.....	35	24
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	2	3
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield ¹	541	205
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	13	24
	Brookfield Reinsurance	242	321
Distributions à verser sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité	Brookfield.....	39	38
		<u>835</u>	<u>588</u>
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	2	3
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield.....	496	—
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	209	1
		<u>705</u>	<u>1</u>
Emprunts de la société mère	Brookfield Reinsurance	8	7
Emprunts sans recours	Brookfield Reinsurance et entreprises associées.....	101	93
Autres passifs non courants			
Passif sur contrat	Brookfield.....	680	662
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Reinsurance et entreprises associées.....	11 \$	11 \$

¹⁾ Comprend des montants à recevoir de 1 328 millions \$ (45 millions \$ en 2022) aux termes de la facilité de crédit de Brookfield Global Transition Fund.

²⁾ Comprend des montants à payer de respectivement 6 millions \$ (39 millions \$ en 2022), 81 millions \$ (64 millions \$ en 2022) et 307 millions \$ (néant en 2022) aux termes des facilités de crédit de Brookfield Infrastructure Fund IV, Brookfield Global Transition Fund et Brookfield Global Transition Fund II.

CAPITAUX PROPRES

Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,20 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2023 est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,2253 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 111 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (94 millions \$ en 2022).

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2023, aucune des actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6, émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En décembre 2023, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 17 décembre 2024 ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Actions privilégiées ERB est autorisée à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée en 2023 ni en 2022 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Billets subordonnés perpétuels

Les billets subordonnés perpétuels sont classés comme une catégorie distincte de participations ne donnant pas le contrôle dans l'état consolidé de la situation financière d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a engagé des intérêts de 29 millions \$ sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (29 millions \$ en 2022). Les intérêts engagés sur les billets subordonnés perpétuels sont présentés à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts de société en commandite privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

Pour le deuxième trimestre de 2023, Énergie Brookfield a déclaré des distributions trimestrielles à taux fixe sur les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13, pour une période de cinq ans commençant le 1^{er} mai 2023 qui seront versées à un taux annuel de 6,05 %.

En décembre 2023, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 17 décembre 2024, ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part n'a été rachetée au cours des exercices 2023 ou 2022.

Capitaux propres des commanditaires, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC

Le 16 juin 2023, Énergie Brookfield a émis 8 200 000 parts de société en commandite et 7 430 000 actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables ») par voie de prise ferme au prix de 30,35 \$ par part de société en commandite et 33,80 \$ par action échangeable pour un produit brut de 500 millions \$. En même temps, une filiale de Brookfield Reinsurance a acheté 5 148 270 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de placement). Le produit brut total du placement et du placement privé simultané s'est établi à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 20 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes.

Au 31 décembre 2023, les détenteurs de Brookfield détenaient une participation directe et indirecte d'environ 47 % d'Énergie Brookfield sur une base entièrement échangeable. Les détenteurs de Brookfield détiennent une participation directe et indirecte, soit 313 640 823 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée. La participation restante est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, Énergie Brookfield a émis 304 899 parts de société en commandite (262 177 parts de société en commandite en 2022) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 8 millions \$ (9 millions \$ en 2022).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 8 465 actions échangeables de BEPC (12 308 actions échangeables de BEPC en 2022) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite totalisant moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2022).

En décembre 2023, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 14 361 497 parts de société en commandite et 8 982 586 actions échangeables de BEPC, soit 5 % de ses parts de société en commandite ainsi que de ses actions échangeables de BEPC émises et en circulation. Les offres viendront à échéance le 17 décembre 2024, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 1 856 044 parts de société en commandite ont été rachetées et annulées (néant en 2022), pour un coût total de 43 millions \$ (néant en 2022). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, Brookfield Corporation a acheté 441 363 parts (néant en 2022). Aucune action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022. Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté 496 254 parts de société en commandite à la Bourse de Toronto pour un coût total de 12 millions \$.

PARTIE 4 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES AU PRORATA

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour de plus amples informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, lesquelles sont des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté ¹		Fonds provenant des activités	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	11 603	11 285	12 161	12 161	1 029 \$	964 \$	670 \$	603 \$	402 \$	412 \$
Brésil.....	3 974	3 828	4 099	4 060	240	197	172	167	146	138
Colombie	3 408	4 411	3 647	3 802	293	273	175	201	76	117
	18 985	19 524	19 907	20 023	1 562	1 434	1 017	971	624	667
Énergie éolienne	6 367	5 951	7 865	6 797	511	538	493	430	382	326
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	2 489	1 878	3 123	2 406	365	374	372	362	261	253
Énergie décentralisée et stockage.....	1 241	1 050	956	886	241	242	180	189	133	148
Solutions durables	—	—	—	—	147	48	61	8	52	6
Siège social	—	—	—	—	—	—	59	42	(357)	(395)
Total.....	29 082	28 403	31 851	30 112	2 826 \$	2 636 \$	2 182 \$	2 002 \$	1 095 \$	1 005 \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2023	2022
Produits.....	1 562 \$	1 434 \$
Autres produits	33	47
Coûts d'exploitation directs.....	(578)	(510)
BAIIA ajusté.....	1 017	971
Charge d'intérêts.....	(367)	(262)
Impôt exigible.....	(26)	(42)
Fonds provenant des activités.....	624 \$	667 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>19 907</i>	<i>20 023</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>18 985</i>	<i>19 524</i>
<i>Produits moyens par MWh.....</i>	<i>72</i>	<i>68</i>

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Amérique du Nord								
États-Unis	7 766	7 109	84 \$	83 \$	425 \$	363 \$	271 \$	270 \$
Canada	3 837	4 176	63	63	245	240	131	142
	11 603	11 285	77	76	670	603	402	412
Brésil	3 974	3 828	60	51	172	167	146	138
Colombie	3 408	4 411	69	62	175	201	76	117
Total.....	18 985	19 524	72 \$	68 \$	1 017 \$	971 \$	624 \$	667 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont établis à 402 millions \$ en 2023, en regard de 412 millions \$ pour l'exercice précédent puisque l'avantage tiré des conditions hydrologiques favorables aux États-Unis (9 % de plus qu'à l'exercice précédent) et la hausse des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat ont été contrebalancés par la baisse des ressources dans nos marchés canadiens de grande valeur et la hausse des charges d'intérêts attribuable aux initiatives de financement réalisées pour financer la croissance de nos activités.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 146 millions \$ en 2023 par rapport à 138 millions \$ pour l'exercice précédent. Compte non tenu d'une décision favorable à l'exercice précédent (15 millions \$), les fonds provenant des activités ont augmenté de 23 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la production accrue et de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont établis à 76 millions \$ en 2023 par rapport à 117 millions \$ pour l'exercice précédent. En devises constantes, le BAIIA ajusté a été semblable à celui de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh attribuable à la hausse des prix du marché a été contrebalancé par une baisse des ressources, l'exercice précédent ayant bénéficié de conditions de production MLT bien supérieures. Cette hausse a été contrebalancée par la hausse de la charge d'intérêts découlant de l'accroissement des initiatives de refinancement réalisé au premier semestre de l'exercice précédent pour financer la croissance et par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022
Produits	511 \$	538 \$
Autres produits.....	146	56
Coûts d'exploitation directs	(164)	(164)
BAIIA ajusté	493	430
Charge d'intérêts.....	(105)	(96)
Impôt exigible	(6)	(8)
Fonds provenant des activités	382 \$	326 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	<i>7 865</i>	<i>6 797</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>6 367</i>	<i>5 951</i>
<i>Produits moyens par MWh.....</i>	<i>76 \$</i>	<i>82 \$</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne se sont fixés à 382 millions \$ en 2023, comparativement à 326 millions \$ pour l'exercice précédent puisque l'avantage tiré de la croissance, notamment l'achèvement du projet de rééquipement aux États-Unis d'une puissance de 850 MW, les centrales récemment acquises et mises en service (31 millions \$ et 1 084 GWh), l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et le profit à la vente d'actifs secondaires et d'actifs en développement, a été contrebalancé en partie par la baisse des produits moyens par MWh découlant des ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués à nos actifs en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés à court terme, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE DESTINÉE AUX RÉSEAUX PUBLICS AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire destinée aux réseaux publics pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2023	2022
Produits	365 \$	374 \$
Autres produits	106	90
Coûts d'exploitation directs.....	(99)	(102)
BAlIA ajusté.....	372	362
Charge d'intérêts	(110)	(102)
Impôt exigible	(1)	(7)
Fonds provenant des activités.....	261 \$	253 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>3 123</i>	<i>2 406</i>
<i>Production (GWh) – réelle</i>	<i>2 489</i>	<i>1 878</i>
<i>Produits moyens par MWh</i>	<i>147 \$</i>	<i>197 \$</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont établis à 261 millions \$ en 2023 par rapport à 253 millions \$ pour l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service (16 millions \$ et 560 GWh) et de profits à la vente d'actifs de développement a été contrebalancé en partie par une diminution de la production sur une base comparable et la baisse des produits moyens par MWh en raison d'ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués à nos actifs en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés à court terme, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET STOCKAGE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et stockage pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022
Produits.....	241 \$	242 \$
Autres produits	20	23
Coûts d'exploitation directs.....	(81)	(76)
BAIIA ajusté.....	180	189
Charge d'intérêts.....	(43)	(40)
Impôt exigible.....	(4)	(1)
Fonds provenant des activités.....	133 \$	148 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>956</i>	<i>886</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 241</i>	<i>1 050</i>
<i>Produits moyens par MWh.....</i>	<i>174 \$</i>	<i>197 \$</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie décentralisée et de stockage se sont fixés à 133 millions \$ en 2023 par rapport à 148 millions \$ pour l'exercice précédent puisque l'avantage tiré des centrales récemment acquises et mises en service et des ressources supérieures a été contrebalancé par une diminution des produits moyens par MWh découlant de la composition des moyens de production et la baisse des prix des services liés à la stabilisation des réseaux dans nos centrales de stockage par pompage qui s'explique par une volatilité des prix réduite.

ACTIVITÉS DU SECTEUR SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur solutions durables pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022
Produits.....	147 \$	48 \$
Autres produits	19	3
Coûts d'exploitation directs.....	(105)	(43)
BAIIA ajusté.....	61	8
Charge d'intérêts.....	(6)	(2)
Impôt exigible.....	(3)	—
Fonds provenant des activités.....	52 \$	6 \$

Les fonds provenant des activités liées aux solutions durables se sont établis à 52 millions \$ en 2023 comparativement à 6 millions \$ pour l'exercice précédent en raison de la croissance et de nos activités de développement, notamment notre investissement dans Westinghouse, réalisé au quatrième trimestre.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022
Autres produits.....	88 \$	73 \$
Coûts d'exploitation directs.....	(29)	(31)
BAlIA ajusté	59	42
Impôt exigible	—	(1)
Coûts de service de gestion	(205)	(243)
Charge d'intérêts	(114)	(94)
Distributions ¹	(97)	(99)
Fonds provenant des activités.....	(357) \$	(395) \$

¹⁾ Distributions sur les parts privilégiées, les actions privilégiées de catégorie A et les billets subordonnés perpétuels.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2022 ET 2021

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières **au prorata** pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté ¹		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	11 285	10 470	12 161	12 167	964 \$	876 \$	603 \$	569 \$	412 \$	409 \$
Brésil	3 828	3 626	4 060	4 004	197	169	167	155	138	131
Colombie.....	4 411	3 950	3 802	3 555	273	224	201	159	117	128
	19 524	18 046	20 023	19 726	1 434	1 269	971	883	667	668
Énergie éolienne	5 951	6 096	6 797	7 249	538	556	430	511	326	396
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	1 878	1 777	2 406	2 016	374	348	362	298	253	185
Énergie décentralisée et stockage	1 050	1 014	886	861	242	215	189	160	148	128
Solutions durables	—	—	—	—	48	27	8	13	6	5
Siège social	—	—	—	—	—	—	42	11	(395)	(448)
Total	28 403	26 933	30 112	29 852	2 636 \$	2 415 \$	2 002 \$	1 876 \$	1 005 \$	934 \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	1 434 \$	1 269 \$
Autres produits	47	92
Coûts d'exploitation directs	(510)	(478)
BAIIA ajusté.....	971	883
Charge d'intérêts.....	(262)	(206)
Impôt exigible.....	(42)	(9)
Fonds provenant des activités	667 \$	668 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>20 023</i>	<i>19 726</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>19 524</i>	<i>18 046</i>

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Amérique du Nord								
États-Unis.....	7 109	7 088	83 \$	72 \$	363 \$	359 \$	270 \$	256 \$
Canada	4 176	3 382	63	63	240	210	142	153
	11 285	10 470	76	69	603	569	412	409
Brésil	3 828	3 626	51	47	167	155	138	131
Colombie	4 411	3 950	62	61	201	159	117	128
Total.....	19 524	18 046	68 \$	63 \$	971 \$	883 \$	667 \$	668 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits sans production correspondante.

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 412 millions \$ en 2022 comparativement à 409 millions \$ pour l'exercice précédent en raison d'une production accrue de 8 % par rapport à l'exercice précédent, d'une augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et de la vigueur des prix du marché, le tout en partie contrebalancé par nos initiatives de financement au Canada achevées en 2021 (32 millions \$) visant à financer la croissance.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 138 millions \$ en 2022 par rapport à 131 millions \$ pour l'exercice précédent. Compte non tenu de la décision favorable à l'égard des volumes de production inférieurs attribués historiquement à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun centralisé qui a favorisé l'exercice précédent (30 millions \$), les fonds provenant des activités ont considérablement augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent. Cette augmentation découle d'une production accrue (augmentation de 3 % par rapport à l'exercice précédent), de la hausse des produits moyens par MWh sur la production visée par contrat en raison de l'indexation sur l'inflation, et de la mise en service d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 30 MW au deuxième trimestre de 2022 (3 millions \$ et 84 GWh).

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont établis à 117 millions \$ en 2022 par rapport à 128 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 4 % par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de l'avantage procuré par l'acquisition et la mise en service récentes de centrales au cours de l'exercice (14 millions \$ et 242 GWh), de l'augmentation de la production qui a été supérieure de 16 % à la moyenne à long terme, et de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation et de la renégociation de contrats, le tout en partie contrebalancé par la charge d'intérêts attribuable à l'accroissement des initiatives de refinancement. L'augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2022	2021
Produits.....	538 \$	556 \$
Autres produits	56	126
Coûts d'exploitation directs	(164)	(171)
BAIIA ajusté.....	430	511
Charge d'intérêts.....	(96)	(106)
Impôt exigible.....	(8)	(9)
Fonds provenant des activités	326 \$	396 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>6 797</i>	<i>7 249</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>5 951</i>	<i>6 096</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne se sont établis à 326 millions \$ en 2022 par rapport à 396 millions \$ pour l'exercice précédent. Sur une base comparable et déduction faite de la croissance et des ventes d'actifs réalisées dans nos portefeuilles en Amérique du Nord et en Europe en 2021 (130 millions \$ et 387 GWh), les fonds provenant des activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison des ressources favorables et de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation, de la composition des moyens de production et de la hausse des prix du marché en Espagne.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE DESTINÉE AUX RÉSEAUX PUBLICS AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire destinée aux réseaux publics pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2022	2021
Produits.....	374 \$	348 \$
Autres produits	90	39
Coûts d'exploitation directs	(102)	(89)
BAIIA ajusté.....	362	298
Charge d'intérêts.....	(102)	(111)
Impôt exigible.....	(7)	(2)
Fonds provenant des activités	253 \$	185 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>2 406</i>	<i>2 016</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 878</i>	<i>1 777</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont fixés à 253 millions \$ en 2022 comparativement à 185 millions \$ pour l'exercice précédent, du fait de l'avantage tiré des récentes acquisitions et mises en service de centrales, y compris un profit tiré de la vente d'un projet de développement d'énergie solaire en Amérique du Nord (25 millions \$ et 249 GWh), et de la hausse des prix du marché en Espagne, contrebalancés en partie par une baisse des ressources.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET STOCKAGE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et stockage pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	242 \$	215 \$
Autres produits	23	—
Coûts d'exploitation directs	(76)	(55)
BAIIA ajusté.....	189	160
Charge d'intérêts.....	(40)	(30)
Impôt exigible.....	(1)	(2)
Fonds provenant des activités	148 \$	128 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>886</i>	<i>861</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 050</i>	<i>1 014</i>

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et stockage se sont fixés à 148 millions \$ en 2022 comparativement à 128 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'effet favorable de la croissance et de la hausse des prix des services liés à la stabilisation des réseaux fournis par nos centrales de stockage par pompage attribuable à l'augmentation et à la volatilité des prix de l'électricité.

ACTIVITÉS DU SECTEUR SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur solutions durables pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	48 \$	27 \$
Autres produits	3	3
Coûts d'exploitation directs	(43)	(17)
BAIIA ajusté.....	8	13
Charge d'intérêts.....	(2)	(8)
Impôt exigible.....	—	—
Fonds provenant des activités	6 \$	5 \$

Les fonds provenant des activités liées aux solutions durables se sont établis à 6 millions \$ en 2022 en regard de 5 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'avantage tiré de la croissance de nos investissements structurés et de nos portefeuilles de transformation d'entreprises.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2022	2021
Autres produits	73 \$	41 \$
Coûts d'exploitation directs	(31)	(30)
BAIIA ajusté	42	11
Impôt exigible	(1)	—
Coûts de service de gestion	(243)	(288)
Charge d'intérêts	(94)	(78)
Distributions ¹	(99)	(93)
Fonds provenant des activités	(395) \$	(448) \$

¹⁾ Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

(MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts								
	Hydroélectricité				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne					
Résultat net	207 \$	28 \$	188 \$	307 \$	209 \$	(90) \$	102 \$	(335) \$	616 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :.....									
Charge d’amortissement.....	424	101	127	709	348	56	85	2	1 852
Charge (recouvrement) d’impôt différé	(69)	3	5	20	(43)	(37)	(22)	(33)	(176)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(153)	(2)	(7)	(239)	(17)	(5)	(89)	10	(502)
Divers¹	19	12	8	(111)	(171)	111	3	23	(106)
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	205	205
Charge d’intérêts	333	48	364	297	282	59	94	150	1 627
Charge d’impôt exigible.....	1	8	76	20	13	—	—	10	128
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle²	(92)	(26)	(586)	(510)	(249)	86	(112)	27	(1 462)
BAIIA ajusté	670	172	175	493	372	180	61	59	2 182

¹⁾ Le poste Divers comprend certains éléments des autres produits ponctuels, ainsi que des montants ponctuels qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits » des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

(MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts								
	Hydroélectricité			Énergie solaire destinée aux réseaux publics			Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne	Énergie décentralisée et stockage				
Résultat net	(72) \$	61 \$	370 \$	7 \$	(56) \$	122 \$	2 \$	(296) \$	138 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	414	91	108	552	291	96	28	3	1 583
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(86)	(20)	40	35	(35)	(3)	(1)	(80)	(150)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	255	(3)	(69)	(77)	80	(39)	(8)	(6)	133
Divers¹	21	13	31	113	109	—	77	93	457
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	243	243
Charge d'intérêts.....	302	47	237	254	195	78	2	109	1 224
Charge d'impôt exigible.....	3	8	112	16	7	—	2	—	148
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle².....	(234)	(30)	(628)	(470)	(229)	(65)	(94)	(24)	(1 774)
BAIIA ajusté	603 \$	167 \$	201 \$	430 \$	362 \$	189 \$	8 \$	42 \$	2 002 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

	Attribuable aux porteurs de parts								
	Hydroélectricité				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage			
(MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Énergie éolienne			Solutions durables	Siège social	Total
Résultat net	31 \$	56 \$	222 \$	(88) \$	6 \$	96 \$	(32) \$	(357) \$	(66) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d’amortissement.....	368	74	103	597	263	83	11	2	1 501
Charge (recouvrement) d’impôt différé	(50)	(2)	175	(37)	(34)	(9)	1	(73)	(29)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	74	2	(29)	40	(23)	5	(1)	(36)	32
Divers ¹	(3)	13	39	151	92	25	27	108	452
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	288	288
Charge d’intérêts	255	33	119	247	187	12	36	92	981
Charge d’impôt exigible.....	3	9	13	13	5	—	—	—	43
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(109)	(30)	(483)	(412)	(198)	(52)	(29)	(13)	(1 326)
BAIIA ajusté	569	155	159	511	298	160	13	11	1 876

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	2023	2022	2021
Résultat net	616 \$	138 \$	(66) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :			
Charge d'amortissement	1 852	1 583	1 501
Recouvrement d'impôt différé	(176)	(150)	(29)
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers	(502)	133	32
Divers ¹	(106)	457	452
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(589)	(1 156)	(956)
Fonds provenant des activités	1 095 \$	1 005 \$	934 \$

¹⁾ Le poste Divers comprend certains éléments des autres produits ponctuels ainsi que des montants ponctuels qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits », des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche des fonds provenant des activités découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les exercices indiqués :

	2023	2022	2021
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,32) \$	(0,60) \$	(0,69) \$
Charge d'amortissement	1,55	1,45	1,43
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers	(0,21)	0,30	0,20
Recouvrement d'impôt différé	(0,19)	(0,24)	(0,21)
Divers ²	0,84	0,65	0,72
Fonds provenant des activités par part ³	1,67 \$	1,56 \$	1,45 \$

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 282,4 millions (275,2 millions en 2022 et 274,9 millions en 2021).

²⁾ Le poste Divers comprend certains éléments des autres produits ponctuels ainsi que des montants ponctuels qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits », des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

³⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 657,1 millions (645,9 millions en 2022 et 645,6 millions en 2021), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les parts de société en commandite et les actions échangeables de BEPC.

PROFIL DES CONTRATS

En règle générale, nous exploitons nos activités d'énergie en concluant des contrats pour disposer d'un fort degré de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité augmenteront en raison de l'électrification de l'économie mondiale, notamment dans les secteurs industriels et du transport, et du recours accru au numérique. Nous estimons par ailleurs que la demande d'énergie propre accroîtra en raison d'une plus grande prise de conscience en matière de changements climatiques, d'exigences imposées par la législation de certaines régions afin de moins dépendre de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles, et du fait que la production à partir de sources renouvelables est la forme la moins chère de production d'électricité.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande croissante. Sur ces marchés, la négociation de contrats d'électricité représente actuellement le seul mécanisme d'achat et de vente d'électricité. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats d'énergie que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, au Brésil, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte de nos portefeuilles d'actifs hydroélectriques au Brésil et en Colombie, où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats s'élève à respectivement 93 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille d'énergie s'élève à 13 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	2024	2025	2026	2027	2028
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	7 261	6 728	5 602	5 318	4 674
Canada.....	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620
	10 881	10 348	9 222	8 938	8 294
Énergie éolienne	7 979	7 934	7 837	7 537	7 404
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	3 765	3 802	3 792	3 782	3 745
Énergie décentralisée et stockage.....	983	974	963	944	931
Solutions durables.....	44	36	32	32	31
Production visée par contrat au prorata.....	23 652	23 094	21 846	21 233	20 405
Production non visée par contrat au prorata.....	3 376	3 934	5 182	5 795	6 623
Production moyenne à long terme au prorata.....	27 028	27 028	27 028	27 028	27 028
Participations ne donnant pas le contrôle.....	45 043	45 043	45 043	45 043	45 043
Production moyenne à long terme totale	72 071	72 071	72 071	72 071	72 071
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	88 %	85 %	81 %	79 %	75 %
Prix par MWh – production totale au prorata	79 \$	79 \$	80 \$	81 \$	83 \$

¹⁾ Comprend la production de 1 777 GWh pour 2024, de 1 546 GWh pour 2025, de 947 GWh pour 2026 et de 640 GWh pour 2027 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata des contrats d'énergie s'élève à 15 ans en Amérique du Nord, à 13 ans en Europe, à 9 ans au Brésil, à 4 ans en Colombie et à 13 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

Au cours des cinq prochains exercices, un certain nombre de contrats viendront à échéance relativement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. Selon les prix de marché actuels de l'énergie et des produits accessoires, nous prévoyons une incidence positive nette sur les flux de trésorerie.

En ce qui concerne le portefeuille en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque hydrologique.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes de réglementation de l'électricité (37 %), sociétés de distribution (22 %), utilisateurs commerciaux et industriels (29 %) et Brookfield (12 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours sur des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. La grande majorité de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 91 % sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Données consolidées	
	2023	2022	2023	2022
Papier commercial ¹	183	249	183	249
Dette				
Billets à moyen terme ²	2 660	2 307	2 660	2 307
Emprunts sans recours ³	—	—	27 020	22 321
	2 660	2 307	29 680	24 628
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	6 930	6 331
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	18 863	14 755
Actions privilégiées	583	571	583	571
Billets subordonnés perpétuels	592	592	592	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	760	760	760	760
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	9 181	9 608	9 181	9 608
Total de la structure du capital	13 776 \$	13 838 \$	66 589 \$	57 245 \$
Ratio d'endettement	19 %	17 %	45 %	43 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁵	12 %	11 %	40 %	39 %

¹⁾ Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère et des émissions de papier commercial, car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 10 millions \$ (8 millions \$ en 2022), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 2 626 millions \$ (1 838 millions \$ en 2022) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 140 millions \$ (124 millions \$ en 2022) et des primes non amorties de 11 millions \$ (105 millions \$ en 2022).

⁴⁾ Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

⁵⁾ Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)

	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	567 \$	444 \$
Placements dans des titres négociables	309	211
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées	2 375	2 375
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ¹	(165)	—
Facilité de lettres de crédit autorisée	500	500
Lettres de crédit émises	(307)	(344)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 403	2 531
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales, au prorata	842	509
Liquidités disponibles	4 121 \$	3 695 \$

¹⁾ Se rapporte à des lettres de crédit émises sur les facilités de crédit d'Énergie Brookfield.

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement et nos distributions ainsi que de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme sur le plan de la production. Nous maintenons un solide bilan de qualité supérieure caractérisé par une structure du capital prudente, par un accès à un financement à plusieurs niveaux qui nous permet de tirer profit des occasions de recyclage des capitaux et par diverses sources de capital. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, le financement additionnel au moyen d'emprunts sans recours et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

EMPRUNTS

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette, le profil global relatif aux échéances et les taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit au prorata aux 31 décembre :

	2023			2022		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total ¹	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total ¹
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère						
Facilités de crédit	s. o.	5	— \$	s. o.	5	— \$
Papier commercial	6,0	<1	183	5,1	<1	249
Billets à moyen terme	4,3	10	2 660	4,1	11	2 307
Emprunts sans recours au prorata ^{2, 3}						
Hydroélectricité	6,0	12	5 215	5,7	13	5 150
Énergie éolienne	5,0	9	2 408	4,6	9	1 935
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	5,1	13	2 596	3,6	13	2 367
Énergie décentralisée et stockage	4,5	8	917	4,3	9	897
Solutions durables.....	6,6	7	391	—	—	—
	5,4	12	11 527	4,9	12	10 349
			14 370 \$			12 905 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties						
			(88)			(64)
			14 282			12 841
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence						
			(987)			(373)
Participations ne donnant pas le contrôle et autres ⁴						
			16 407			12 382
Selon les états financiers IFRS						
			29 702 \$			24 850 \$

¹⁾ Comprend le rendement en trésorerie lié aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.

²⁾ Comprennent les ajustements de financements à l'échelle des projets après le 31 décembre 2023.

³⁾ Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

⁴⁾ Comprennent les passifs donnant droit à des avantages fiscaux.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés, de l'amortissement prévu au prorata et des intérêts remboursables au 31 décembre 2023 :

(EN MILLIONS)	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	— \$	302 \$	— \$	377 \$	— \$	1 981 \$	2 660 \$
Emprunts sans recours ³							
Hydroélectricité.....	80	385	269	172	189	1 309	2 404
Énergie éolienne.....	100	19	73	1	186	298	677
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	2	21	43	1	196	280	543
Énergie décentralisée et stockage	3	153	—	1	66	195	418
Solutions durables.....	1	5	2	1	12	344	365
	186	583	387	176	649	2 426	4 407
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	163	164	180	152	174	1 985	2 818
Énergie éolienne.....	194	178	175	173	154	855	1 729
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	152	161	150	154	149	1 286	2 052
Énergie décentralisée et stockage..	43	38	36	31	30	336	514
Solutions durables	4	2	1	—	—	—	7
	556	543	542	510	507	4 462	7 120
Total	742 \$	1 428 \$	929 \$	1 063 \$	1 156 \$	8 869 \$	14 187 \$
Intérêts à payer^{1, 2, 4}							
Billets à moyen terme ¹	113 \$	107 \$	102 \$	95 \$	88 \$	669 \$	1 174 \$
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	320	291	258	229	200	1 571	2 869
Énergie éolienne.....	118	99	87	76	64	172	616
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	113	115	106	97	85	356	872
Énergie décentralisée et stockage..	43	38	31	29	27	48	216
Solutions durables	26	25	26	25	25	4	131
	620	568	508	456	401	2 151	4 704
Total	733 \$	675 \$	610 \$	551 \$	489 \$	2 820 \$	5 878 \$

¹⁾ Le calendrier de remboursement de la dette ne tient pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère et des émissions de papier commercial, car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 10 millions \$ (8 millions \$ en 2022), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Comprennent les ajustements de financements à l'échelle des projets après le 31 décembre 2023.

⁴⁾ Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur toute la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des taux d'intérêt estimés.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à très court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas d'enjeux importants à la négociation, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2028 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Nous finançons les dépenses d'investissement liées à la croissance à même les flux de trésorerie provenant des activités, combinés à de la dette sans recours de manière à respecter des seuils en matière de couverture et de clauses restrictives de première qualité. Nous pouvons ainsi nous assurer que nos placements disposent de structures du capital stables qui sont soutenues par des capitaux propres considérables et que les flux de trésorerie liés à l'actif peuvent être versés librement à notre société. Cette stratégie est le fondement même de notre profil de première qualité.

Pour financer des projets de développement et des acquisitions d'envergure, nous évaluons diverses sources de capitaux, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies et le financement additionnel, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres de créance et d'actions privilégiées. En outre, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,38 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux et ont toujours plutôt servi et devraient continuer à servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie annuels audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	1 865	1 711	734
Activités de financement	2 596	3 489	2 143
Activités d'investissement	(4 356)	(5 066)	(2 544)
Profit (perte) de change sur la trésorerie.....	38	(28)	(35)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	143 \$	106 \$	298 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont établis à 1 865 millions \$, par rapport à 1 711 millions \$ en 2022 et à 734 millions \$ en 2021, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours de l'exercice.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 2 596 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Comme nous l'expliquons ci-après, notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer la croissance et de dégager, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, un produit net de 2 208 millions \$, dont l'émission de billets à moyen terme totalisant 400 millions \$ CA (293 millions \$), un financement par capitaux propres totalisant 630 millions \$, déduction faite des coûts de transaction, par voie de prise ferme visant des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC, ainsi qu'un placement privé de parts de société en commandite simultané au cours du deuxième trimestre de 2023.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021, les distributions versées aux porteurs de parts, y compris les distributions incitatives aux commandités, se sont établies à respectivement 990 millions \$, 915 millions \$ et 854 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,35 \$ par part de société en commandite en 2023 (1,28 \$ en 2022 et 1,22 \$ en 2021), soit une hausse de 5,5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2023. Celles versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées, aux porteurs de billets subordonnés perpétuels et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 967 millions \$, 1 372 millions \$ et 900 millions \$ pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle se sont établis à 2 345 millions \$, déduction faite des remboursements de capital effectués à ces dernières, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 3 489 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer notre croissance et de dégager un produit net de 3 486 millions \$, provenant de papier commercial, de financements de la société mère et de financements additionnels sans recours, ainsi que de notre émission de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A perpétuelles vertes à taux fixe d'une valeur de 115 millions \$ et d'obligations vertes de 10 ans de 296 millions \$.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 2 143 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer la croissance de nos activités et de générer un produit net de 3 225 millions \$ provenant de financements additionnels du siège social et d'emprunts sans recours, y compris un financement stratégique d'un montant de 1,1 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada concurrentiellement à la conclusion avec Hydro-Québec d'une convention d'achat d'électricité, ainsi qu'un produit net de 592 millions \$ provenant de notre première émission de billets subordonnés perpétuels verts. Au cours de l'exercice, nous avons racheté nos parts de société en commandite privilégiées de série 9 en contrepartie de 153 millions \$.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont établis à 4 356 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 2 160 millions \$, notamment dans l'acquisition de Westinghouse, grâce à un partenariat stratégique; dans l'acquisition d'une participation supplémentaire de 4 % dans X-Elio, société se spécialisant dans le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis qui dispose d'actifs en exploitation et en construction de 5 900 MW et d'un portefeuille de développement de 6 100 MW; dans l'acquisition d'une société se spécialisant dans le développement de projets d'énergie renouvelable au Royaume-Uni détenant des actifs éoliens sur terre de 260 MW, un portefeuille de projets de développement à très court terme de 800 MW et un portefeuille d'autres projets à un stade avancé de 3 GW; et dans des placements dans des plateformes d'énergie renouvelable en Inde, dotées d'actifs en exploitation et en développement de 4 500 MW, des portefeuilles d'actifs éoliens en exploitation au Brésil de 136 MW et de 60 MW, une plateforme de production décentralisée détenant un portefeuille de projets en développement au Brésil d'environ 730 MW et un projet de développement d'énergie solaire en Chine de 200 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris les projets de développement d'énergie éolienne, solaire et décentralisée de 675 MW aux États-Unis, les projets de développement d'énergie éolienne de 248 MW au Brésil et de 281 MW en Chine, les actifs d'énergie solaire en développement de 268 MW en Inde et les actifs en développement d'énergie solaire de 60 MW en Colombie, a totalisé 2 809 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, contrebalancé partiellement par un produit de 648 millions \$ dégagé de la vente d'actifs d'énergies éolienne et solaire secondaires et de titres pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont établis à 5 066 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 2 452 millions \$, notamment dans un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de plus de 800 MW et un portefeuille de projets de développement d'une puissance de plus de 22 GW, dans un portefeuille composé d'une plateforme en développement de stockage d'énergie et d'énergie solaire destinée aux réseaux publics aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, dans un promoteur d'actifs de production décentralisée d'une puissance de 500 MW qui détient des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction ainsi qu'un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis, dans un portefeuille d'actifs solaires destinés aux réseaux publics d'une puissance de 1,7 GW en développement en Allemagne et dans une participation de 83 % dans un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 437 MW composé d'actifs de grande qualité en exploitation et en développement au Chili. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris l'acquisition de portefeuilles d'énergie éolienne en exploitation et en développement au Brésil et en Chine d'une puissance de plus de 400 MW, la construction d'une centrale d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 200 MW et le rééquipement d'un parc éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW, a atteint 2 190 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 544 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons recyclé les capitaux tirés de la vente de portefeuilles éoliens en Europe et aux États-Unis conclue aux deuxième et troisième trimestres de 2021 en contrepartie de respectivement 379 millions \$ et 448 millions \$, en investissant dans des occasions de croissance relatives à hauteur de 1 480 millions \$ dans le but de faire l'acquisition, entre autres, d'un portefeuille d'énergie éolienne d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée aux États-Unis composée d'actifs solaires en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW ainsi que d'un portefeuille de projets de développement composé d'actifs en développement de plus de 700 MW et d'une participation de 23 % dans une société de production d'énergie renouvelable d'envergure en Europe dont la participation dans un portefeuille de projets de développement d'énergie éolienne en mer est d'une puissance de 3 000 MW. Notre investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction de projets de développement d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 800 MW, dont une puissance de 357 MW est entrée en exploitation au cours de l'exercice, et le maintien de l'initiative de rééquipement des projets éoliens existants, a atteint 1 967 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

ACTIONS, BILLETS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation aux 31 décembre étaient comme suit :

	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels	24 400 000	24 400 000
Parts privilégiées²	38 000 000	38 000 000
Participation de commandité	3 977 260	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	194 487 939	194 487 939
Actions échangeables de BEPC		
Solde au début de l'exercice.....	172 218 098	172 203 342
Émissions	7 441 893	27 064
Échangées contre des parts de société en commandite de BEP	(8 465)	(12 308)
Solde à la fin de l'exercice.....	179 651 526	172 218 098
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice.....	275 358 750	275 084 265
Émissions	13 348 270	—
Rachat de parts de société en commandite pour annulation	(1 856 044)	—
Régime de réinvestissement des distributions	304 899	262 177
Émises contre des actions échangeables de BEPC	8 465	12 308
Solde à la fin de l'exercice.....	287 164 340	275 358 750
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ³	661 303 805	642 064 787

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 6 849 533 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 3 110 531 actions privilégiées de catégorie A, série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A, série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A, série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, série 6 sont en circulation.

²⁾ Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2026); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2028); 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024); 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation et 6 000 000 de parts privilégiées de série 18 sont en circulation.

³⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et des actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente les dividendes et distributions déclarés et versés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Actions privilégiées de catégorie A.....	27 \$	26 \$	26 \$	27 \$	26 \$	26 \$
Billets subordonnés perpétuels.....	29 \$	29 \$	12 \$	29 \$	27 \$	9 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A....	41 \$	44 \$	55 \$	41 \$	44 \$	55 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	1 428 \$	1 275 \$	810 \$	870 \$	1 275 \$	810 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	116 \$	100 \$	85 \$	116 \$	100 \$	85 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables.....	265 \$	250 \$	237 \$	263 \$	250 \$	237 \$
Actions échangeables de BEPC	241 \$	220 \$	209 \$	241 \$	220 \$	207 \$
Parts de société en commandite.....	383 \$	355 \$	335 \$	370 \$	345 \$	325 \$

Les distributions par part aux porteurs de parts de société en commandite, sur une base annualisée, ont été augmentées comme suit :

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Pourcentage de l'augmentation	Distribution annuelle	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2020	0,06 \$	5 %	1,16 \$	Mars 2020
Février 2021	0,06 \$	5 %	1,22 \$	Mars 2021
Février 2022	0,06 \$	5 %	1,28 \$	Mars 2022
Février 2023	0,07 \$	5 %	1,35 \$	Mars 2023
Février 2024	0,07 \$	5 %	1,42 \$	Mars 2024

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 27, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

- *Engagements* – Ententes relatives à l'utilisation de l'eau, de terrains et de barrages, et contrats et modalités relatifs aux acquisitions confirmées de portefeuilles d'exploitation et de projets de développement
- *Éventualités* – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit
- *Garanties* – Nature de toutes les promesses d'indemnisation faites à l'égard de tiers dans le cadre de certaines transactions ou de toutes les garanties données à cet égard.

INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021 et en décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur respective de 350 millions \$ et 260 millions \$ au taux fixe de respectivement 4,625 % et 4,875 %.

Ces billets sont garantis entièrement et inconditionnellement sur une base subordonnée par Brookfield Renewable Partners L.P., BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Europe Holdings Limited et BEP Subco Inc. (collectivement, les « filiales garantes »). Les autres filiales d'Énergie Brookfield ne garantissent pas ces titres et sont désignées ci-dessus comme les « filiales non garantes ».

Conformément à la Rule 13-01 de la Regulation S-X de la SEC, les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées combinées de Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et des filiales garantes pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022	2021
Produits ¹	— \$	— \$	— \$
Profit brut	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes.....	511	777	562
Résultat net.....	428	708	532

¹⁾ Le total des produits d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établi à 5 038 millions \$ (4 711 millions \$ en 2022 et 4 096 millions \$ en 2021).

(EN MILLIONS)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs courants ¹	776 \$	820 \$
Total de l'actif ^{2, 3}	2 521	2 253
Passifs courants ⁴	8 399	7 862
Total du passif ⁴	8 455	7 877

¹⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 767 millions \$ (809 millions \$ en 2022).

²⁾ Aux 31 décembre 2023 et 2022, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 76 128 millions \$ et 64 111 millions \$.

³⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 421 millions \$ (2 167 millions \$ en 2022).

⁴⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 8 045 millions \$ (7 408 millions \$ en 2022).

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Énergie Brookfield n'a conclu aucun accord hors état de la situation financière qui pourrait raisonnablement avoir une incidence à l'heure actuelle ou à l'avenir sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière, nos produits ou charges, nos résultats d'exploitation, notre situation de trésorerie, nos dépenses d'investissement ou nos sources de financement qui soit importante pour les investisseurs.

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve. Au 31 décembre 2023, les lettres de crédit émises totalisaient 2 126 millions \$ (1 609 millions \$ en 2022).

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022	2021
Information sur l'exploitation :			
Puissance (MW)	32 949	25 377	21 049
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme.....	75 584	63 656	58 913
Production réelle	69 704	63 036	56 629
Production au prorata (GWh)			
Production réelle	29 467	28 669	27 150
Informations financières supplémentaires :			
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(100) \$	(295) \$	(368) \$
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,32)	(0,60)	(0,69)
BAIIA ajusté au prorata ²	2 182	2 002	1 876
Fonds provenant des activités ²	1 095	1 005	934
Fonds provenant des activités par part ^{2, 3}	1,67	1,56	1,45
Distribution par part de société en commandite.....	1,35	1,28	1,22

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022	2021
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	64 005 \$	54 283 \$	49 432 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2 546	1 392	1 107
Total de l'actif.....	76 128	64 111	55 867
Total des emprunts	29 702	24 850	21 529
Passifs d'impôt différé	7 174	6 507	6 215
Autres passifs.....	9 273	6 468	4 127
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18 863	14 755	12 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	55	59	59
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	2 684	2 892	2 894
Actions échangeables de BEPC.....	2 479	2 561	2 562
Actions privilégiées	583	571	613
Billets subordonnés perpétuels	592	592	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	760	760	881
Capitaux propres des commanditaires	3 963	4 096	4 092
Total du passif et des capitaux propres	76 128	64 111	55 867
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁴	40 %	39 %	33 %

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts de société en commandite s'est élevé à 282,4 millions (275,2 millions en 2022 et 274,9 millions en 2021).

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

³⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 657,1 millions (645,9 millions en 2022 et 645,6 millions en 2021), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite.

⁴⁾ Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière trimestrielle non auditée des huit derniers trimestres :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2023				2022			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	22 641	16 800	18 622	17 636	17 692	15 097	16 280	15 097
Production totale (GWh) – réelle	17 006	15 870	17 798	18 875	16 450	14 906	16 488	15 196
Production au prorata (GWh) – MLT	8 512	7 112	8 403	7 899	7 655	6 905	8 152	7 414
Production au prorata (GWh) – réelle	7 151	6 533	7 543	8 243	6 826	6 440	7 978	7 425
Produits.....	1 323 \$	1 179 \$	1 205 \$	1 331 \$	1 196 \$	1 105 \$	1 274 \$	1 136 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	35	(64)	(39)	(32)	(82)	(136)	1	(78)
Perte de base par part de société en commandite	0,01	(0,14)	(0,10)	(0,09)	(0,16)	(0,25)	(0,03)	(0,16)
Fonds provenant des activités.....	255	253	312	275	225	243	294	243
Fonds provenant des activités par part	0,38	0,38	0,48	0,43	0,35	0,38	0,46	0,38
Distribution par part de société en commandite	0,34	0,34	0,34	0,34	0,32	0,32	0,32	0,32

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les trimestres clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté ¹		Fonds provenant des activités	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité										
Amérique du Nord.....	2 456	2 427	2 910	2 910	199 \$	219 \$	121 \$	131 \$	55 \$	87 \$
Brésil	892	960	1 036	1 020	59	55	40	40	34	38
Colombie	789	1 222	995	1 064	87	68	41	58	16	33
	4 137	4 609	4 941	4 994	345	342	202	229	105	158
Énergie éolienne	1 978	1 531	2 529	1 929	138	143	131	124	103	97
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	658	414	834	551	85	77	121	54	93	29
Énergie décentralisée et stockage²	272	209	189	181	51	70	42	48	26	35
Solutions durables	—	—	—	—	93	13	28	2	22	1
Siège social	—	—	—	—	—	—	6	4	(94)	(95)
Total.....	7 045	6 763	8 493	7 655	712 \$	645 \$	530 \$	461 \$	255 \$	225 \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

²⁾ La production réelle comprend 99 GWh (70 GWh en 2022) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, les fonds provenant des activités ont totalisé 255 millions \$ par rapport à 225 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 30 millions \$, principalement en raison des apports de la croissance, de la grande disponibilité des actifs et de la production accrue des centrales hydroélectriques, tout particulièrement celles au Brésil et en Colombie.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 :

(MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts								
	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	34 \$	1 \$	32 \$	142 \$	190 \$	(100) \$	44 \$	(79) \$	264 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement	110	26	34	215	98	28	6	—	517
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(36)	5	(2)	(39)	(31)	(41)	—	(7)	(151)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	(55)	(1)	1	(50)	38	35	(57)	19	(70)
Divers ¹	10	3	5	(147)	(158)	90	(17)	(9)	(223)
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	50	50
Charge d'intérêts	77	11	97	85	96	27	19	49	461
Charge d'impôt exigible	—	2	16	7	6	—	—	8	39
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(19)	(7)	(142)	(82)	(118)	3	33	(25)	(357)
BAIIA ajusté	<u>121</u>	<u>40</u>	<u>41</u>	<u>131</u>	<u>121</u>	<u>42</u>	<u>28</u>	<u>6</u>	<u>530</u>

¹⁾ Le poste Divers comprend certains éléments des autres produits ponctuels ainsi que des montants ponctuels qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits », des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 :

(MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts								
	Hydroélectricité			Énergie éolienne	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et stockage	Solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie						
Résultat net	38 \$	27 \$	96 \$	31 \$	(90) \$	24 \$	13 \$	(79) \$	60 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :									
Charge d'amortissement.....	105	23	24	135	88	27	5	1	408
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(37)	(18)	3	(6)	(26)	(6)	—	(24)	(114)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	17	—	(34)	(14)	70	(31)	(8)	14	14
Divers¹	8	5	44	39	7	62	(2)	5	168
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	44	44
Charge d'intérêts	82	12	72	66	62	22	3	32	351
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	1	—	30	8	2	—	1	—	42
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle².....	(83)	(9)	(177)	(135)	(59)	(50)	(10)	—	(523)
BAIIA ajusté	131 \$	40 \$	58 \$	124 \$	54 \$	48 \$	2 \$	(7) \$	450 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités pour les trimestres clos les 31 décembre :

(MILLIONS)	2023	2022
Résultat net	264 \$	60 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement	517	408
Recouvrement d'impôt différé	(151)	(114)
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers	(70)	14
Divers ¹	(223)	179
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(82)	(322)
Fonds provenant des activités	255 \$	225 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits », des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie, couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 31 décembre :

	2023	2022
Perte de base par part de société en commandite ¹	0,01 \$	(0,16) \$
Charge d'amortissement	0,41	0,34
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers	(0,01)	0,08
Recouvrement d'impôt différé	(0,12)	(0,12)
Divers ²	0,09	0,21
Fonds provenant des activités par part ³	0,38 \$	0,35 \$

¹⁾ Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 287,6 millions (275,3 millions en 2022).

²⁾ Le poste Divers comprend certains éléments des autres produits ponctuels ainsi que des montants ponctuels qui ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales et nécessaires à l'exercice des activités. Se reporter à la note 7, « Autres produits », des états financiers consolidés audités. Se reporter également à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde du poste Divers, qui comprend la quote-part de la société dans certains éléments sans effet de trésorerie couvertures de change et profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme.

³⁾ Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le nombre moyen de parts s'est établi à 665,7 millions (646,0 millions en 2022), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

PARTIE 7 – RISQUES D’ENTREPRISE ET GESTION DES RISQUES

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les objectifs de la direction consistent à protéger Énergie Brookfield contre les risques économiques importants et la variabilité des résultats découlant de divers risques financiers, notamment le risque de prix de l’électricité, le risque de change, le risque de taux d’intérêt, le risque de crédit et le risque de liquidité. De plus amples renseignements sur ces risques se trouvent à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés annuels audités.

Le tableau suivant présente les risques financiers d’Énergie Brookfield et la méthode de gestion de ces risques :

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l’électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l’électricité.	– Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue. – Conserver un portefeuille de contrats financiers à court, moyen et long terme pour atténuer le risque relatif aux fluctuations des prix de l’électricité – Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation. – Au 31 décembre 2023, environ 88 %, au prorata, de notre production pour 2024 (en 2022, 92 % de la production pour 2023) faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers, compte non tenu du Brésil et de la Colombie. Au Brésil et en Colombie, environ respectivement 93 % et 70 %, au prorata, de la production pour 2024 (en 2022, respectivement 90 % et 67 % pour 2023) faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité. Se reporter à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de change	Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l’euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne et au yuan – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	– Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change. – 30 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, soit 40 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change. – Nous concluons un nombre limité de contrats de change visant à couvrir l’exposition aux devises en Amérique du Sud et en Asie, soit 30 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés qu’entraîne la couverture de certaines devises. Toutefois, ce risque de change est atténué par l’indexation sur l’inflation annuelle de nos conventions d’achat d’électricité.
Risque de taux d’intérêt	Nous courons un risque lié aux taux d’intérêt sur notre dette à taux variable ainsi qu’à la révision des taux de dividende et de distribution sur respectivement nos actions privilégiées de catégorie A et nos parts privilégiées.	– Les actifs sont constitués essentiellement d’actifs physiques de longue durée, et les passifs financiers, de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à un taux fixe grâce à des instruments financiers liés aux taux d’intérêt afin de réduire au minimum l’exposition aux fluctuations des taux d’intérêt. – Conclure des contrats de taux d’intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance et de dettes à taux d’intérêt variables. – Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 8 % du total de la dette, après avoir tenu compte de la dette à taux variable ayant été couverte au moyen de swaps de taux d’intérêt. Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, où des possibilités de contracter des couvertures et de la dette à taux fixe sont limitées en raison des coûts connexes élevés.

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de crédit	Nous courons un risque de crédit lié aux activités d'exploitation et à certaines activités de financement, dont le risque maximal est représenté par les valeurs comptables présentées dans les états de la situation financière. Nous courons un risque de crédit si les contreparties à nos contrats d'énergie, swaps de taux d'intérêt, contrats de change à terme, transactions physiques d'électricité et de gaz, et créances clients sont incapables de respecter leurs obligations.	– Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date. – Exposition à des contreparties dont la cote de crédit est de première qualité. – Utilisation de contrats commerciaux types et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit. – Au 31 décembre 2023, 86 % des créances clients d'Énergie Brookfield n'étaient pas en souffrance (89 % en 2022).

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de liquidité	Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers. Nous sommes également assujettis au risque de liquidité interne, car nous exerçons nos activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés affiliées) et sommes tributaires des entrées de trésorerie provenant de ces entités pour acquitter les charges du siège social, verser des dividendes et faire des distributions respectivement aux actionnaires et aux porteurs de parts. Aux termes des conventions de crédit liées à la dette des filiales, les distributions en espèces versées à Énergie Brookfield sont généralement interdites si l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou si elle n'atteint pas un ratio de couverture des charges fixes par les flux de référence. Se reporter à la note 18, « Gestion du capital », des états financiers consolidés annuels pour de plus amples renseignements.	– Au 31 décembre 2023, les liquidités disponibles s'élevaient à 4,1 milliards \$. Les liquidités se composent de notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de nos placements dans des titres négociables, de la tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère et de notre quote-part des facilités de crédit des filiales. Pour de plus amples renseignements sur les liquidités disponibles et le calendrier d'échéances de la dette respectif, se reporter à la « Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement ». – Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour redresser tout manquement. – Cibler des titres de créance de première qualité ou des titres de créance présentant des caractéristiques de première qualité qui ont la capacité d'absorber la volatilité des flux de trésorerie. – Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période. – Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de recourir aux marchés financiers pour financer nos activités et respecter nos obligations à leur échéance. – Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité.

FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque auxquels les activités d'Énergie Brookfield sont les plus susceptibles d'être exposées sont présentés ci-après, mais ne les englobent pas tous. Pour une description des autres risques possibles, veuillez consulter le formulaire 20-F qui est accessible sur EDGAR et sur SEDAR.

Risques liés à nos activités et à notre secteur

Des changements dans la disponibilité des ressources, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos installations d'énergie renouvelable pourraient occasionner un changement défavorable dans la quantité d'électricité que nous sommes en mesure de produire.

Les produits dégagés par nos installations d'énergie renouvelable sont en rapport direct avec la quantité d'électricité produite, laquelle dépend à son tour des débits d'eau accessibles, du régime des vents, des conditions d'éclairement énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairement énergétique et les conditions météorologiques présentent des variations naturelles d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre et peuvent aussi changer en permanence en raison d'un changement climatique ou d'autres facteurs.

Si, dans l'avenir, nos installations de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris des tempêtes de vent ou des sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos installations de production, la capacité de production de cette installation pourrait en être considérablement réduite ou compromise. Par exemple, nos centrales hydroélectriques dépendent des débits d'eau des bassins hydrologiques dans lesquels nous exerçons nos activités et des changements dans les tendances hydrologiques, comme les sécheresses, pourraient avoir sur ces centrales une incidence défavorable importante. Les centrales hydroélectriques pourraient également être endommagées par d'importantes inondations. L'énergie éolienne et l'énergie solaire dépendent lourdement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'éclairement énergétique, respectivement. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, lequel est variable par nature, mais aussi de la question de savoir si le régime des vents observé est compatible avec les hypothèses formulées durant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet en question. De même, les projections de ressources solaires dépendent d'hypothèses portant sur les régimes climatiques, l'ombrage et l'éclairement énergétique, lesquelles sont intrinsèquement variables et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos installations hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairement énergétique à nos installations d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable dans le volume d'électricité produite ainsi que les produits et les flux de trésorerie.

Les changements climatiques peuvent augmenter la fréquence et la violence des conditions météorologiques extrêmes et ils peuvent changer les modèles météorologiques existants d'une manière difficile à prévoir, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes de nos installations de production (notamment par suite d'inondations extrêmes qui pourraient être supérieures aux paramètres de conception normaux de nos centrales hydroélectriques) et dans les marchés énergétiques où nous exerçons nos activités. En outre, les besoins énergétiques des consommateurs varient généralement en fonction des conditions météorologiques, soit principalement de la température et de l'humidité. Si les changements climatiques influencent les conditions météorologiques, l'utilisation d'énergie par les consommateurs pourrait fluctuer à la hausse ou à la baisse en fonction de la durée et de l'importance de ces nouvelles conditions météorologiques, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'offre et la demande sur les marchés de l'énergie sont caractérisées par une volatilité qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix de l'électricité et produire un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

Une tranche de nos produits dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés de l'énergie au sein desquels nous exerçons nos activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions de dioxyde de carbone et d'autres polluants; la structure du marché de l'électricité; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique; le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour

produire de l'électricité; et l'instabilité politique (comme le conflit entre l'Ukraine et la Russie et l'effet perturbateur que les sanctions qui en découlent et d'autres événements connexes pourraient avoir sur les marchés de l'énergie européens en Europe).

À long terme, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande d'électricité, laquelle est influencée par : la situation macroéconomique, les prix absolus et relatifs de l'énergie, l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification à long terme de la construction, la planification des mises hors service de centrales électriques (par exemple, la production d'électricité au moyen du charbon), ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur les marchés de l'énergie en général, y compris les marchés de l'énergie non renouvelable, produise un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

À mesure que nos contrats expirent, nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de les remplacer par des conventions comportant des modalités similaires.

Certains contrats à long terme de notre portefeuille seront assujettis à des négociations de contrats dans l'avenir. Par exemple, en ce qui concerne les CAE de notre portefeuille d'énergie renouvelable, si les prix sont en baisse sur les marchés de l'électricité au moment de ces négociations, cela peut avoir une incidence sur notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou encore sur notre capacité de les renégocier ou de les remplacer selon des modalités que nous jugeons acceptables. En outre, un bassin restreint d'acheteurs potentiels de l'électricité produite par nos installations d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles CAE ou de CAE existantes qui sont assujetties à des négociations de contrats. Nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats à leur expiration, et même si nous devions être capables de les renégocier ou de les remplacer ainsi, nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à l'obtention des mêmes prix ou modalités que ceux que nous recevons actuellement. Si nous ne sommes pas en mesure de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou que nous ne sommes pas en mesure d'obtenir des prix correspondant pour le moins au prix actuel que nous recevons, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en souffrir. D'un autre côté, nous pourrions négocier des contrats à des prix qui peuvent apparaître intéressants au moment de la négociation, mais qui, en raison d'une augmentation importante des prix pendant la durée du contrat, nous obligent dans l'avenir à vendre de l'électricité ou d'autres biens ou services à des prix inférieurs aux tarifs du marché.

Il existe un risque que nos concessions et licences ne soient pas renouvelées ou que les concessions nécessaires, s'il y a lieu, au déploiement de nos projets d'aménagement, ne soient pas accordées.

Nous détenons des concessions et des licences et nous avons des droits pour l'exploitation de nos installations (y compris, par exemple, dans le cas de nos projets hydroélectriques, des droits sur les terrains et l'eau nécessaires à la production d'électricité) qui doivent être renouvelés à leur échéance. De manière générale, nous prévoyons que nos concessions et licences seront renouvelées. Cependant, si des droits de renouvellement ne nous sont pas accordés ou si nos concessions et licences sont renouvelées selon des conditions qui nous imposent des coûts additionnels, ou si des restrictions supplémentaires sont imposées (telles que la fixation d'un prix plafond pour les ventes d'énergie), notre rentabilité et nos activités pourraient en souffrir. En outre, des concessions pourraient être requises pour l'avancement de nos projets d'aménagement. Rien ne garantit que la concession dont nous avons besoin pour un projet donné nous sera accordée ou, le cas échéant, dans quels délais ou selon quelles conditions elle nous sera accordée.

Le montant de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels dans notre portefeuille d'énergie renouvelable pourrait augmenter et le profil de contrat des projets d'énergie renouvelable futurs pourrait changer.

En 2023, une tranche d'environ 90 % de notre production d'énergie renouvelable (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours de chacune de ces années civiles. La durée moyenne de nos contrats est de 13 ans sur une base proportionnelle, ce qui réduit l'incidence des fluctuations de prix à court terme négatives sur le marché de l'énergie. La partie de notre portefeuille d'énergie renouvelable qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au cours de chacune de ces années civiles. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par des engagements contractuels sur le marché au comptant ou d'autres marchés de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces opérations, le taux de rendement sur notre capital investi au moyen de tarifs prescrits ne nous est pas garanti, et les produits et les résultats d'exploitation sont susceptibles de dépendre, en grande

partie, des cours du marché en vigueur. Ces cours du marché varient en fonction de facteurs qui sont hors de notre volonté et peuvent connaître de fortes fluctuations pendant des périodes relativement courtes. De plus, nos projets d'énergie renouvelable futurs pourraient être visés par des engagements contractuels avec diverses contreparties (ce qui peut inclure des utilisateurs commerciaux et industriels) et dont la structure contractuelle diffère de celle qui a été utilisée dans nos projets antérieurs. L'augmentation de la production non visée par des engagements contractuels et des changements dans les profils de contrats pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties et de déployer nos projets d'aménagement d'énergie renouvelable nécessite la disponibilité d'installations d'interconnexion et de réseaux de transport et l'accessibilité à ceux-ci.

Notre capacité de vendre de l'électricité dépend de la disponibilité des différents réseaux de transport permettant d'assurer la livraison de l'électricité à un point de livraison contractuel et l'accessibilité à ceux-ci, ainsi que des ententes et installations nécessaires au raccordement des projets de production d'énergie renouvelable aux réseaux de transport. L'absence de cette disponibilité et de cette accessibilité, notre incapacité à obtenir des conditions raisonnables pour les ententes d'interconnexion et de transport, les défaillances opérationnelles ou le démantèlement des installations d'interconnexion ou de transport existantes, et une capacité insuffisante de ces installations d'interconnexion ou de transport, la réduction de la production en raison d'interruptions touchant les installations de transport, ou l'omission par un territoire donné d'aménager d'autres installations de transport pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties ou sur l'obligation, pour les contreparties, d'accepter la livraison de l'électricité et de la payer. Un accès insuffisant aux réseaux de transport et d'interconnexion pourrait également limiter notre capacité de mettre en place de nouveaux projets commerciaux, lesquels nécessitent des réseaux de transport disposant de points d'interconnexion disponibles et de la capacité globale nécessaire pour transporter l'énergie qui devrait être produite par un projet d'aménagement rendu au stade de l'exploitation commerciale. Le manque d'accès aux réseaux de transport pourrait par conséquent nuire à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

La rupture d'un barrage pourrait se traduire par une perte de capacité de production et des dommages à l'environnement, à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous obliger à engager des capitaux et d'autres ressources considérables et engager sérieusement notre responsabilité.

La rupture d'un barrage à l'une de nos centrales hydroélectriques ou la rupture des barrages d'autres centrales de production ou encore de barrages exploités par des tiers en amont ou en aval de nos centrales hydroélectriques pourrait se traduire par une perte de capacité de production jusqu'à ce que la rupture ait été réparée. Si la rupture se produit à l'une de nos installations, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Comme il est noté ci-dessus, ces ruptures extrêmes pourraient également causer un préjudice à des tiers ou à l'environnement, ce qui pourrait, dans les deux cas, engager sérieusement notre responsabilité. La rupture d'un barrage à une centrale de production ou à un barrage exploité par un tiers qui se trouve en amont de l'une de nos installations pourrait entraîner une perte de revenus en raison de la perturbation à court terme des débits d'eau prévus. Même si la rupture n'a pas lieu à une installation en amont, elle pourrait entraîner l'adoption de nouveaux règlements dont l'application pourrait se révéler coûteuse et qui pourraient avoir une incidence sur les installations d'Énergie Brookfield. Chaque nouveau règlement pourrait entraîner des dépenses en immobilisations importantes au titre de la conformité et notre position financière pourrait en subir les contrecoups.

Les risques liés à la commercialisation de l'énergie peuvent avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Nos activités de commercialisation de l'énergie comprennent l'établissement de positions dans les marchés de l'énergie en gros et de détail. Dans la mesure où nous concluons des contrats d'achat à terme ou prenons des positions acheteur dans les marchés de l'énergie, un fléchissement des cours du marché pourrait entraîner des pertes en raison d'une baisse de la valeur de ces positions acheteur. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme ou prenons des positions vendeur, une tendance à la hausse dans les cours du marché pourra nous exposer à des pertes au fur et à mesure que nous essayons de couvrir des positions vendeur grâce à des achats d'énergie dans un marché en hausse.

Nos stratégies de commercialisation de l'énergie dépendent également des contreparties qui s'acquittent de leurs obligations envers nous et de la qualité du nantissement donné. Nos positions peuvent être influencées par la volatilité des marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions

météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un mouvement dans les marchés de l'énergie pourrait avoir un effet défavorable sur nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Même si nous avons recours à de nombreux contrôles de gestion de risque afin de limiter l'exposition découlant des activités de négociation, nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient être au-delà des paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

Les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités comportent des risques généraux liés au secteur.

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, chacun de ces marchés étant touché par la concurrence, les prix, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation et à l'exportation et l'ensemble de la conjoncture politique, économique et sociale et des politiques s'y rapportant. Nos activités d'énergie renouvelable sont également concentrées pour la plupart dans un nombre relativement petit de pays et, par conséquent, sont exposées à des risques précis liés à ces pays (comme les conditions météorologiques, la conjoncture économique locale ou les contextes politiques/réglementaires) qui pourraient avoir sur nous une incidence démesurée. Un déclin généralisé et prolongé de l'économie en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe ou en Asie, ou de l'économie des pays dans lesquels nous exerçons nos activités ou le déploiement d'efforts de conservation soutenus visant à réduire la consommation d'électricité, pourrait réduire la demande d'électricité et, par conséquent, avoir un effet défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont exposées aux risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

La propriété, la construction et l'exploitation de nos actifs comportent un risque inhérent de responsabilité liée à la santé, à la sécurité et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement pour corriger les conditions non sécuritaires et/ou corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Nous pourrions aussi être assujettis à des pénalités potentielles pour des infractions aux lois touchant la santé, la sécurité et l'environnement, de même qu'à une responsabilité civile potentielle. Dans le cours normal de nos activités, nous engageons des dépenses en immobilisations et d'exploitation pour respecter les lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations, ainsi que pour évaluer et gérer les risques s'y rapportant. Les coûts de la conformité avec de telles lois (et avec toutes lois ou modifications futures adoptées) peuvent augmenter et entraîner des dépenses supplémentaires élevées. Nous pourrions devenir assujettis à des ordonnances, à des enquêtes ou à d'autres poursuites gouvernementales (y compris des actions civiles) portant sur des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement par suite desquelles nos activités pourraient être limitées ou suspendues. La survenance de l'un de ces événements ou tout changement à ces recours ou tout ajout à celles-ci ou leur mise en application plus rigoureuse pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'exploitation et occasionner des dépenses supplémentaires élevées. D'autres questions touchant l'environnement, la santé et la sécurité portant sur des matières actuellement connues ou inconnues peuvent occasionner des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements aux activités) pouvant nuire considérablement à notre entreprise et à nos résultats d'exploitation.

Les contreparties à nos contrats pourraient ne pas respecter leurs obligations.

Dans le cours de nos activités, nous concluons un large éventail de contrats, notamment des CAE, des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, des contrats de services à long terme, des contrats d'approvisionnement, des contrats d'achat d'équipement et des conventions de coentreprises. Le non-respect, par les contreparties, de leurs obligations aux termes de ces contrats pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation. Par exemple, si des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAE ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAE concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAE concernée, nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir puisque nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. De la même manière, des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAE ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue.

Nous avons recours à des systèmes opérationnels informatisés, qui pourraient nous exposer à des cyberattaques.

Notre entreprise a recours à la technologie de l'information. En outre, nos activités font appel à des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et nous raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et aux clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés de partenaires commerciaux clés, de tiers fournisseurs de services (y compris nos fournisseurs de systèmes de technologies de l'information) et de certains organismes de réglementation sont également importants pour l'exercice de nos activités. En conséquence, nos systèmes informatiques pourraient être continuellement exposés à des cybermenaces et à des cyberattaques susceptibles d'entraîner leur défaillance, et nous pourrions être exposés au cyberterrorisme ou à d'autres risques relatifs à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité des systèmes de technologies de l'information visant à obtenir un accès non autorisé à nos renseignements exclusifs, à des renseignements personnels ou aux données de clients ou de tiers stockées dans nos systèmes, à détruire ou à rendre invalides nos données et/ou celles de nos partenaires commerciaux, à divulguer des données confidentielles en contravention des lois sur la confidentialité des données, à détruire des données ou à mettre hors service, à altérer ou à saboter ces systèmes au moyen de virus informatiques, de cyberattaques ou par d'autres moyens. Ces attaques pourraient provenir de sources diverses, y compris nos propres employés ou des tiers inconnus.

Le niveau de raffinement des menaces continue d'évoluer et d'augmenter, y compris pour ce qui est du risque associé à l'utilisation à des fins criminelles de technologies nouvelles, telles que l'intelligence artificielle et l'informatique quantique. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir les répercussions de telles cyberattaques, compromissions ou interruptions sur notre entreprise et sur la confidentialité des données des personnes ou entités touchées, et ces répercussions pourraient être importantes. Une action importante, réelle ou potentielle, par exemple un vol, une perte, un acte de corruption, une exposition ou une utilisation mauvaise, frauduleuse, non autorisée ou accidentelle de données commerciales exclusives ou de renseignements personnels, notamment ceux d'investisseurs ou d'employés, que ce soit par des tiers ou en conséquence de la malfeasance d'un employé ou autrement, le non-respect de nos obligations contractuelles ou d'autres obligations légales concernant les données ou la propriété intellectuelle ou une violation de nos politiques de confidentialité et de sécurité à l'égard de ces données pourraient entraîner des coûts, notamment des coûts de remédiation, importants ainsi que des amendes, des litiges et des mesures réglementaires à notre encontre par les gouvernements, les divers organismes de réglementation ou les bourses, ou les personnes concernées, en plus d'un préjudice important pour notre réputation et/ou une perte financière, et il pourrait être impossible d'être dédommagés des pertes subies lors de tels incidents aux termes nos polices d'assurance.

La violation de nos mesures de cybersécurité ou de celles de tiers fournisseurs de services ou une panne ou défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés ou des systèmes de sauvegarde ou de stockage des données connexes pourraient entraîner la perturbation de nos activités à un ou à plusieurs égards et avoir sur nous, entre autres conséquences, une perte financière, une atteinte à notre réputation, une perte d'occasions d'affaires, une fermeture imprévue de nos installations d'exploitation, une appropriation indue ou la publication non autorisée de renseignements confidentiels ou personnels, des dommages à nos systèmes de technologies et à ceux de nos partenaires d'affaires, une violation des lois sur la protection des renseignements personnels et d'autres lois, des litiges, des sanctions réglementaires, des coûts de remédiation et de remise en état et une augmentation des coûts de maintenance de nos systèmes. Les brèches de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes des technologies de l'information pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre information financière, notre situation financière et nos résultats d'exploitation et, en définitive, nuire à notre réputation. Bien que nous continuions à renforcer nos mesures de défense contre de telles attaques, nous ne pouvons garantir que nos efforts et ceux des tiers fournisseurs de services seront efficaces pour empêcher ou réduire les dommages causés par ces attaques sur nous et, comme les techniques de cyberattaque sont de plus en plus sophistiquées, il est possible qu'il s'écoule une longue période avant qu'une cyberattaque ne soit détectée.

Nous nous en remettons à des tiers fournisseurs de services pour certains aspects de nos activités, notamment certaines questions concernant les systèmes d'information et plateformes technologiques, les services fiduciaires, les services juridiques, la technologie, l'administration, la fiscalité, la comptabilité et la conformité. Les sinistres, interruptions ou compromissions touchant la technologie ou l'infrastructure qui soutient nos activités, y compris une interruption touchant nos communications électroniques ou d'autres services que nous, nos fournisseurs ou les tiers avec lesquels nous faisons affaire utilisons, pourraient entraver notre capacité à continuer d'exercer nos activités sans interruption et avoir sur nous un effet défavorable important. Outre le fait que ces fournisseurs de services tiers peuvent également être continuellement exposés à des menaces liées à la cybersécurité et à des compromissions de leurs systèmes, nous avons généralement moins de contrôle sur la prestation de ces services tiers et, par conséquent, nous pouvons être confrontés à des perturbations de notre capacité à exercer nos activités en conséquence d'interruptions de ces services. Une défaillance mondiale prolongée des services infonuagiques offerts par divers fournisseurs de

services infonuagiques auxquels nous faisons appel pourrait entraîner une succession de défaillances des systèmes pour nous.

Les autorités de réglementation du monde entier s'intéressent de plus en plus aux règles en matière de protection des données et de protection de la vie privée. Par exemple, le *Règlement général sur la protection des données* (le « **RGPD** ») établit des règles de protection des données pour les personnes qui sont des résidents de l'UE. Le RGPD impose des règles et des sanctions strictes en cas de non-conformité, à l'instar des lois similaires de certains États américains et de certaines provinces canadiennes dans lesquels nous exerçons nos activités et au Brésil, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre entreprise.

Risques liés au financement

Notre capacité de financer nos activités et nos projets de croissance est assujettie à différents risques liés à l'état des marchés financiers et à notre capacité à réaliser une partie ou la totalité de nos activités de réinvestissement du capital.

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles installations et autres dépenses en immobilisations soient financées directement à partir de l'encaisse générée par nos activités, le réinvestissement du capital, des dettes et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. Des perturbations et de la volatilité sur les marchés financiers, y compris celles qui sont attribuables à la hausse des taux d'intérêt, qui ont continué d'augmenter en 2023, pourraient entraîner une augmentation du coût du capital de la société en commandite et nuire à sa capacité de financer ses besoins de liquidités et de capitaux ainsi que la croissance de l'entreprise.

La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion. Par exemple, BEP, BRELP et LATAM Holdco, NA Holdco, Euro Holdco et Investco, ainsi que toute autre filiale en propriété exclusive directe de BRELP créée ou acquise après la date de la convention de société en commandite modifiée et reformulée de BREL (collectivement, les « entités de portefeuille ») ont des dettes d'entreprise, certaines filiales des entités de portefeuille (les « entités en exploitation ») ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités et certaines de nos sociétés en portefeuille, telle que Isagen, ont des dettes de sociétés en portefeuille. Notre capacité à obtenir du financement par emprunt ou par titres de capitaux propres pour financer notre croissance, et notre capacité à refinancer nos dettes d'entreprise et nos dettes sans recours existantes, ou à les refinancer selon des modalités favorables, dépendent, notamment, du niveau des taux d'intérêt futurs, de l'état général des marchés financiers (ainsi que de la conjoncture des marchés locaux, particulièrement en ce qui concerne les financements sans recours), du rendement d'exploitation continu de nos actifs, des prix futurs de l'électricité, de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'investissements dans des actifs du secteur de l'énergie renouvelable et des actifs d'infrastructures en général, de même que dans les titres d'Énergie Brookfield plus particulièrement. En outre, certains contrats de financement d'Énergie Brookfield contiennent des modalités qui limitent notre capacité à rembourser nos dettes avant l'échéance sans engager de pénalités, ce qui peut limiter notre capacité à refinancer nos dettes ou à réunir du nouveau capital selon des modalités favorables. Dans la mesure où les sources externes de capital deviennent limitées, ne sont pas accessibles ou ne peuvent être obtenues qu'à prix élevé (y compris l'obligation pour Énergie Brookfield de fournir du soutien au crédit, tel que des lettres de crédit ou des garanties de société mère), notre capacité à financer des acquisitions et à effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour la construction de nouvelles installations ou l'entretien des installations existantes pourrait être compromise et, de ce fait, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en subir les contrechocs.

Nous cherchons à réinvestir du capital pour financer de futures acquisitions ainsi que la mise en place et la construction de nouveaux projets, et ce, en vendant certains actifs ou une participation dans certains actifs, y compris dans nos sociétés de portefeuille. Toutefois, nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser nos initiatives de réinvestissement du capital et, si nous y arrivons en totalité ou en partie, rien ne garantit que ce sera selon l'échéancier prévu ou à des prix favorables. Par exemple, une conjoncture de marché défavorable ou d'autres facteurs hors de notre volonté pourraient faire en sorte que nous sommes incapables de réaliser une vente d'actifs à un prix conforme à notre plan d'affaires, ce qui peut nous amener à décider de réaliser l'opération à un prix inférieur que celui prévu ou à abandonner l'opération de vente. Les augmentations des taux d'intérêt pourraient également rendre plus difficile la recherche et la réalisation d'investissements parce que d'autres acheteurs potentiels, y compris des sociétés d'exploitation agissant à titre d'acheteurs stratégiques, pourraient être en mesure de faire une offre pour un actif à un prix plus élevé en raison d'un coût global du capital plus faible ou de leur capacité à bénéficier d'un montant plus élevé d'économies de coûts après l'acquisition de l'actif. Si nos initiatives de réinvestissement du capital ne se réalisent comme prévu, les liquidités destinées au financement de la croissance future pourraient être moins importantes, ce qui

pourrait restreindre notre capacité d'augmenter nos distributions conformément aux objectifs que nous nous étions fixés, et la valeur marchande de nos parts pourrait baisser.

Nous sommes assujettis à des restrictions opérationnelles et financières en raison de nos engagements que renferment certains de nos contrats de prêt et accords de sûreté.

Énergie Brookfield et ses filiales sont assujetties à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment nos contrats de prêt, de paiement et de sûreté. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer, notamment, les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, fournir des cautionnements pour une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, disposer d'actifs, procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, déclarer des distributions, émettre des titres de capitaux propres et créer des filiales. Une clause restrictive financière incluse dans nos obligations et nos facilités de crédit bancaire d'entreprise de notre groupe limite notre endettement global à un pourcentage de notre structure du capital totale, une restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos affaires et de tirer parti d'occasions d'affaires et de développement. Si nous contrevenons à ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et ces événements pourraient entraîner la détérioration de notre note de crédit de notre groupe, et assujettir Énergie Brookfield à des taux d'intérêt et à des frais de financement plus élevés. À l'occasion, nous faisons également l'acquisition d'entreprises et d'actifs dont les titres de créance sont en défaut. Nous pourrions aussi être tenus d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives et/ou des taux d'intérêt supérieurs, comprenant des restrictions en cas de changement de contrôle, exigeant des remboursements accélérés ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis, de nous départir d'investissements dans des actifs ou des sociétés de portefeuille ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées et souhaitables.

La révision de nos notes de crédit pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et notre capacité à mobiliser des capitaux.

Nous ne pouvons pas garantir qu'une note qui a été attribuée à Énergie Brookfield ou qui a été attribuée à l'une de ses sociétés en portefeuille, filiales d'exploitation ou autres filiales ou aux titres de créance de ces filiales demeurera valide pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée à la baisse ou retirée complètement par l'agence de notation applicable. La révision à la baisse ou le retrait d'une note pourrait nuire à notre situation financière ainsi qu'à notre capacité à mobiliser des capitaux.

Risques liés à notre stratégie de croissance

Nous pourrions ne pas être en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions d'investissement ni de réaliser ces opérations comme nous l'avions prévu.

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur pour nos porteurs de parts consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions d'investissement ni de réaliser des opérations répondant à nos critères d'investissement. Ces critères d'investissement sont axés, notamment, sur les avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de développer davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des rendements avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères d'investissement et que nos concurrents pourraient décider de saisir.

Nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre volonté. Plus particulièrement, bon nombre de territoires dans lesquels nous cherchons à investir imposent des exigences de consentement du gouvernement aux investissements faits par des personnes étrangères. Les consentements et les approbations peuvent ne pas être obtenus, peuvent être obtenus selon des conditions qui ont une incidence défavorable

sur les rendements prévus, et/ou peuvent être retardés et retarder ou ultimement empêcher la réalisation des acquisitions, des dispositions et d'autres opérations. Les politiques et les prises de position du gouvernement à l'égard des investissements étrangers peuvent changer, ce qui peut rendre plus difficile la réalisation d'acquisitions, d'aliénations et d'autres opérations dans de tels territoires. De plus, les parties intéressées pourraient prendre des mesures juridiques pour empêcher la réalisation d'opérations. Nous pourrions également ne pas être en mesure d'obtenir du financement ou d'en obtenir à des conditions acceptables pour nos projets d'acquisitions.

Si la totalité ou certaines de nos acquisitions et autres opérations ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir modifier ou reporter ou, dans certains cas, abandonner ces opérations complètement (et, en conséquence, devoir payer une importante indemnité de rupture). Si nous n'étions pas en mesure de réaliser les avantages attendus des opérations, il est possible que la valeur marchande de nos parts baisse.

L'instabilité politique, des changements dans les politiques gouvernementales ou des facteurs culturels inconnus pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de nos investissements.

Nous sommes exposés au risque d'incertitudes géopolitiques dans certains pays où nous exerçons nos activités. Nous effectuons des investissements dans des entreprises situées partout dans le monde et nous pouvons réaliser des investissements dans de nouveaux marchés secondaires, ce qui pourrait nous exposer à des risques supplémentaires. Il se pourrait que nous ayons de la difficulté à nous adapter à la culture et aux pratiques commerciales locales de ces marchés, et il est possible que nous embauchions du personnel ou que nous établissions un partenariat avec des personnes locales qui pourraient ne pas respecter notre culture et notre éthique en matière de pratiques commerciales. L'un ou l'autre de ces scénarios pourrait se solder par l'échec de nos initiatives dans de nouveaux marchés et entraîner des pertes financières pour nous et nos entités gérées. Dans plusieurs territoires où nous exerçons des activités, il existe des risques d'instabilité politique découlant de facteurs tels que les conflits politiques, les barrières tarifaires et d'autres politiques commerciales protectionnistes, y compris l'encouragement à la délocalisation de la fabrication aux États-Unis et dans d'autres pays, l'inégalité des revenus, les mouvements de réfugiés, le terrorisme, l'éclatement éventuel de pays ou d'unions politico-économiques et la corruption politique. Par exemple, les conflits en Europe de l'Est et au Moyen-Orient et la réaction mondiale à chacun de ces conflits, y compris l'imposition de sanctions, notamment de sanctions économiques, ont eu d'importantes répercussions sur l'économie et les marchés des capitaux mondiaux, ce qui a entraîné la fluctuation du prix du carburant, l'accentuation des problèmes d'approvisionnement existants causés par l'augmentation des coûts d'expédition (y compris celle découlant de conflits et d'autres attaques dans les chenaux de navigation ou à proximité) et une augmentation des perturbations informatiques et des cybermenaces.

Bien que la volatilité récente du marché de l'énergie en Europe n'ait pas eu d'incidence défavorable directe sur les activités d'Énergie Brookfield (principalement parce que nos installations de production d'énergie en Europe dépendent d'intrants renouvelables comme le vent et le soleil plutôt que d'intrants ayant des prix volatils comme le gaz et le charbon), la hausse des coûts de l'énergie a généralement entraîné une augmentation des coûts d'exploitation d'une entreprise en Europe et causé des difficultés et des incertitudes sur le plan économique ainsi que des tensions politiques dans les pays où nous exerçons nos activités. L'instabilité économique et politique ainsi que l'escalade ou l'expansion des conflits armés en Europe de l'Est, au Moyen-Orient ou ailleurs dans le monde, pourraient causer une instabilité locale, régionale et/ou mondiale qui pourrait nuire à nos activités, notamment par la perturbation de la libre circulation des biens, des services et des personnes, ou la déstabilisation des marchés énergétiques. La matérialisation d'un ou de plusieurs de ces risques pourrait nuire à nos résultats financiers.

Nos activités futures pourraient différer de nos activités actuelles, y compris à la suite d'investissements futurs dans des solutions durables.

Nos activités comprennent actuellement surtout des activités de production hydroélectrique, éolienne, solaire pour services publics et de production décentralisée ainsi que de production de biomasse, de cogénération, de stockage et de services nucléaires en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie. Nos projets d'aménagement comprennent des projets de production d'énergie renouvelable ainsi que des projets de CSC, le GNR et le recyclage. Nous pourrions acquérir des participations dans d'autres activités et nous pourrions chercher à nous départir de certaines de nos activités existantes dans l'avenir. En outre, conformément aux modalités de la convention relative aux relations conclue avec Brookfield, cette dernière pourrait nous offrir (mais n'y est pas tenue) la possibilité d'acquérir : i) une entreprise de services publics intégrée, même si une importante composante des activités de cette entreprise de services publics est constituée de l'exploitation ou du développement de production d'énergie non renouvelable, comme une exploitation de production d'électricité qui utilise le charbon ou le gaz naturel; ii) un portefeuille d'activités de production d'énergie, même si une importante composante des activités de ce portefeuille

est constituée de la production d'énergie non renouvelable, ou iii) des exploitations et des développements de production d'énergie renouvelable qui font partie d'une entreprise de plus grande envergure.

La réalisation de nouvelles acquisitions peut considérablement augmenter l'ampleur et la portée de nos activités, y compris les activités dans de nouvelles zones géographiques et de nouveaux secteurs de l'industrie, et le fournisseur de services pourrait avoir de la difficulté à gérer ces nouvelles activités. De plus, les acquisitions présentent des risques pour nos activités.

Une partie clé de notre stratégie comprendra la recherche d'occasions d'acquisitions sur recommandation de Brookfield et l'attribution de ces occasions à nous. Les acquisitions peuvent augmenter l'ampleur, la portée et la diversité des entreprises d'exploitation de notre société. Nous dépendons de la diligence et de la compétence des spécialistes de Brookfield et de nos spécialistes pour assurer une gestion efficace d'Énergie Brookfield, y compris pour intégrer les entreprises acquises à nos activités actuelles. Ces personnes pourraient avoir de la difficulté à gérer les entreprises acquises additionnelles et pourraient avoir d'autres responsabilités à assumer au sein des activités de gestion d'actifs de Brookfield. Une gestion et une intégration inefficaces de ces entreprises acquises pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise actuelle, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement à la nouvelle entreprise; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir tous les risques importants liés à l'entreprise acquise ou à repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou qu'un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation faite par Énergie Brookfield d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition, de même que le fait qu'une acquisition ne donne pas les résultats attendus, pourraient avoir des conséquences défavorables sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avions envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos titres pourrait chuter.

Certains projets parmi nos projets d'aménagement n'atteindront pas l'étape de l'exploitation commerciale.

Nous avons un nombre important de projets d'aménagement qui comprennent des projets à de différents niveaux d'avancement allant du stade de démarrage qui peuvent ne pas avoir obtenu les permis, les licences ou d'autres approbations gouvernementales obligatoires, jusqu'aux projets dont nous pensons qu'ils sont prêts pour la construction. Nos projets d'aménagement comprennent également ceux dont nous ne sommes pas l'unique propriétaire ou, dans certaines circonstances, sur lesquels nous exerçons une emprise. Bien que la possibilité qu'un projet soit réalisé s'accroisse au moment où nous obtenons, par exemple, les permis, les licences et les approbations gouvernementales nécessaires lorsque nous signons des ententes visant la construction et la fourniture d'équipement et lorsque nous signons des ententes d'écoulement, rien ne garantit qu'un projet ou qu'un pourcentage précis des projets se trouvant dans l'ensemble de nos projets d'aménagement sera construit ou selon un échéancier particulier.

En ce qui a trait à nos actifs d'énergie renouvelable, notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets dépend de notre aptitude à développer les sites existants, à rééquiper les projets existants dont la fin de la durée de vie utile est proche et à trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets viables. Afin de conserver un permis de développement, il est souvent nécessaire de prendre des mesures de développement précises. Le développement efficace de projets d'énergie renouvelable dépend habituellement de divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables ou de pouvoir renouveler nos droits à son égard, le plus souvent suivant de longues négociations et/ou de processus d'appel d'offres; la mesure précise de l'accessibilité des ressources à des niveaux estimés économiquement intéressants pour poursuivre le développement du projet; la capacité d'obtenir ou de renouveler les approbations, les licences et les permis;

l'acceptation de ces projets de développement par les parties prenantes, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones; la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion de transport ou des ententes en ce sens; la capacité d'intégrer de nouveaux projets ou technologies au sein d'actifs existants avec succès; la capacité d'engager une main-d'œuvre appropriée, et d'obtenir du matériel et des services de construction selon des modalités acceptables; la capacité d'attirer du financement pour la construction d'un projet, y compris auprès d'investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux et au moyen de mesures incitatives gouvernementales, notamment fiscales, telles que celles prévues par la Loi sur la réduction de l'inflation aux États-Unis; et la capacité d'obtenir une CAE à long terme ou un autre contrat de vente selon des modalités raisonnables. Chacun de ces facteurs peut être crucial lors d'une décision à savoir si un projet d'aménagement particulier peut éventuellement convenir ou non à la construction, et certains d'entre eux sont indépendants de notre volonté. La non-réalisation de l'un des éléments précités pourrait empêcher l'élaboration et la construction d'un projet d'énergie renouvelable ou par ailleurs entraîner, pour un projet donné, l'obligation d'effectuer des paiements de retard ou de cessation ou une responsabilité à l'égard d'autres dommages aux termes de contrats, la perte de crédits ou d'incitatifs fiscaux ou une diminution des rendements. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir ultimement radier les actifs liés au développement de projets, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre capacité de mettre en œuvre nos plans de croissance visant le développement de projets, de livrer de l'énergie et de générer des produits.

Notre capacité à développer de nouveaux projets présente des risques liés à la construction et des risques liés aux accords que nous concluons avec des collectivités et des partenaires de coentreprise.

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique dépend notamment de notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais requis et selon le budget. Par exemple, la construction et l'aménagement d'une installation de production d'énergie renouvelable, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, présentent des risques sur le plan de l'environnement, de l'ingénierie et de la construction, qui pourraient entraîner des dépassements de coûts, des retards et un rendement réduit. Les divers facteurs qui pourraient occasionner des retards, des dépassements de coûts ou un rendement réduit incluent, notamment, des modifications à la législation locale ou des difficultés liées à l'obtention de permis, de droits de passage ou d'approbations, les modifications apportées aux exigences techniques et de conception, les coûts de construction supérieurs aux coûts estimatifs pour diverses raisons, notamment des erreurs techniques et de planification, des dépassements imprévus des estimations des coûts des matières premières, des composantes, de l'équipement ou de la main-d'œuvre, ou l'incapacité de les réaliser adéquatement ou de les obtenir en temps opportun, des problèmes qui n'avaient pas été prévus lors du démarrage du projet, le rendement des entrepreneurs, l'insolvabilité de l'entrepreneur principal, d'un sous-traitant important et/ou d'un fournisseur de matériel clé, les conflits de travail, les conditions météorologiques défavorables, des défauts de conception, d'ingénierie ou de construction (notamment un vice caché qui n'est pas révélé pendant la période de garantie ou de restriction applicable) et des modifications apportées aux projets. Un retard par rapport au calendrier d'achèvement du projet peut entraîner une hausse du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt capitalisées ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres frais, et un retard dans le calendrier de réalisation des flux de trésorerie. De plus, ces événements inattendus pourraient entraîner une hausse des coûts du service de la dette, des frais d'exploitation et d'entretien et des dommages-intérêts en cas de livraison tardive ou l'omission d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêt et de remboursement de capital par suite de la hausse de la dette. De longs retards pourraient également faire en sorte qu'un projet donné cesse de respecter d'autres modalités d'une entente de financement de construction applicable.

Les projets de développement peuvent également avoir besoin de grandes zones de terrains sur lesquels seront effectuées la construction et l'exploitation des nouveaux projets. Les droits d'utilisation des terrains peuvent être obtenus au moyen de titres francs, de baux ou d'autres droits d'utilisation. De plus, différents territoires ont adopté différents systèmes de titres fonciers et dans certains de ceux-ci, il pourrait ne pas être possible de déterminer avec certitude qui détient le droit légal de conclure des ententes relatives au régime foncier avec le propriétaire des actifs ni d'obtenir le consentement de tous les propriétaires fonciers. Un gouvernement, un tribunal, une autorité de réglementation, un groupe autochtone, un propriétaire foncier ou une autre partie prenante peut prendre une décision ou prendre des mesures qui ont des répercussions défavorables sur le développement d'un projet ou sur la demande pour ses services. Par exemple, une autorité de réglementation pourrait restreindre notre accès à un actif ou pourrait exiger que nous donnions accès à des tiers. La restriction ou la réduction de nos droits à l'égard d'un actif par un organisme de réglementation ou autrement peut avoir une incidence négative sur le succès de nos projets.

Nous pouvons conclure différents types d'accords avec les collectivités et les partenaires de coentreprise, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, pour le développement des projets. Dans certaines circonstances,

nous pouvons être tenus d'aviser et de consulter certaines parties prenantes comme les peuples autochtones, les propriétaires fonciers et/ou les municipalités et d'obtenir leur consentement. Dans certains territoires, il est possible de réclamer des droits autochtones sur les terrains et l'existence d'une déclaration de titre de propriété autochtone peut influencer sur les activités futures de nos projets et avoir une influence sur leurs activités, leur situation financière et leurs résultats d'exploitation. Au Canada, par exemple, les tribunaux ont reconnu que les peuples autochtones pouvaient posséder des droits protégés par la constitution relativement aux terrains utilisés ou occupés par leurs ancêtres en l'absence de traités visant ces droits. Certaines de ces collectivités et certains partenaires de coentreprise peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs différents des nôtres ou même être en conflit avec nos objectifs. De telles divergences pourraient nuire à la réussite de nos projets.

Risques liés à notre relation avec Brookfield

Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes hautement tributaires du fournisseur de services.

Une filiale de Brookfield Corporation est le seul actionnaire du commandité gestionnaire. Comme Brookfield est propriétaire du commandité gestionnaire, elle est en mesure de contrôler la nomination et la destitution des administrateurs du commandité gestionnaire et, par conséquent, d'exercer une influence considérable sur Énergie Brookfield. De plus, BEP détient sa participation dans les entités d'exploitation indirectement par l'intermédiaire de BRELP et détiendra les acquisitions futures indirectement par l'intermédiaire de BRELP, dont le commandité appartient indirectement à Brookfield Corporation. Puisque les seuls actifs considérables de BEP sont constitués des participations de société en commandite et des participations de société en commandite privilégiées qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits aux termes de la convention de vote, BEP n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des entités de portefeuille, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer BRELP GP LP).

BEP et BRELP dépendent des services de gestion et d'administration fournis aux termes de notre convention-cadre de services par le fournisseur de services ou selon ses directives. Le personnel et le personnel de soutien de Brookfield qui nous fournissent des services aux termes de notre convention-cadre de services ne sont pas tenus d'assurer, comme responsabilité principale, la gestion et l'administration de BEP ou de BRELP, ni d'agir exclusivement pour n'importe quelle d'entre nous, et notre convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient fournies par Brookfield ou BEP. Le défaut de gérer efficacement nos activités actuelles ou de mettre en œuvre notre stratégie pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Notre convention-cadre de services demeure en vigueur à perpétuité, jusqu'à ce qu'il y soit mis fin conformément à ses modalités.

Le départ de certains professionnels de Brookfield ou de la totalité de ceux-ci pourrait nous empêcher d'atteindre nos objectifs.

Nous dépendons de la diligence, des compétences et des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils trouvent dans le cours normal des activités. Notre succès futur dépendra du service continu de ces personnes, qui ne sont pas tenues de demeurer employées par Brookfield. Brookfield a connu certains départs de professionnels dans le passé et pourrait en connaître d'autres dans l'avenir et nous ne pouvons pas prévoir l'incidence de ces départs sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. Le départ d'un nombre important de professionnels de Brookfield pour quelque raison que ce soit, ainsi que l'incapacité à nommer des remplaçants qualifiés ou efficaces dans l'éventualité de tels départs, pourraient avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. La convention de société en commandite modifiée et mise à jour de BEP et notre convention-cadre de services n'obligent pas Brookfield à maintenir l'emploi de certains de ses professionnels ni à prendre les dispositions nécessaires pour que certains professionnels assurent la prestation de services pour nous ou pour notre compte.

PARTIE 8 – ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENT DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et informations significatives sur les méthodes comptables », de nos états financiers audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles, des instruments financiers, des passifs d'impôt différé, des passifs relatifs au démantèlement et de la dépréciation du goodwill. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, du montant et du moment des frais d'exploitation et du coût en capital, et des taux d'imposition des charges d'impôt futures. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les provisions, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de la période correspondante de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement, ni aucune incertitude connue qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de la volatilité des taux de change et d'autres facteurs, parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque ». L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon significative. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

ESTIMATIONS CRITIQUES

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées, aux taux d'inflation futurs, aux taux d'actualisation ainsi qu'aux valeurs finales, comme il est décrit à la note 12, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés annuels audités de notre société. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples informations, se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », des états financiers consolidés annuels audités de notre société.

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour assurer l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation, au moment de la livraison de l'électricité et aux éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs.

Pour ce qui est des conventions d'achat d'électricité qui sont comptabilisées selon IFRS 9 (« CAÉ selon IFRS 9 ») dont la valeur n'est pas observable, la société calcule la juste valeur de ces CAÉ selon IFRS 9 au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés en fonction de la durée du contrat et formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Le modèle d'évaluation intègre différentes données et hypothèses, entre autres, les prix futurs de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix futurs de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes, tandis que pour les CAÉ selon IFRS 9, pour lesquels aucun cours n'est coté par les courtiers, les prix futurs marchands reposant sur le prix du combustible sont incorporés dans le modèle. Les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité et les taux d'actualisation utilisés dans le modèle d'évaluation correspondent au taux sans risque rajusté en fonction du crédit. Se reporter à la note 5, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date des états de la situation financière consolidés. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

iv) Passifs relatifs au démantèlement

Les coûts relatifs au démantèlement seront engagés à la fin de la durée d'exploitation de certains actifs de la Société. Ces obligations sont généralement éloignées dans le temps et exigent l'exercice de jugement. L'estimation des coûts relatifs au démantèlement peut varier en fonction de nombreux facteurs, y compris les changements des exigences légales, réglementaires et environnementales pertinentes, l'émergence de nouvelles techniques de restauration ou l'expérience d'autres centrales de production d'énergie. Des hypothèses et des estimations entre autres sur les montants du règlement final, le taux d'inflation, les taux d'actualisation et le montant du règlement sont inhérentes aux calculs de ces coûts.

v) Dépréciation du goodwill

Le test de dépréciation du goodwill nécessite une estimation de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de sortie des UGT ou groupes d'UGT auxquels le goodwill a été affecté.

Énergie Brookfield utilise les hypothèses et estimations principales suivantes pour déterminer la valeur d'utilité : les circonstances qui ont donné lieu au goodwill, l'échéancier et le montant des flux de trésorerie futurs attendus des UGT, les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux, les dates finales d'évaluation et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur.

JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Celle-ci exerce son jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3, Regroupements d'entreprises (« IFRS 3 »), et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions. La direction a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon IAS 8, Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs (« IAS 8 »). Par conséquent, les états financiers consolidés comprennent les actifs et les passifs acquis à la valeur comptable précédente dans les états financiers de la société regroupée. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 g), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », de nos états financiers consolidés annuels audités. L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien dont les coûts sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut exercer du jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables devant être inclus dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur vingt ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de vingt ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur vingt ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée. La méthode utilisée pour ses actifs des secteurs éoliens, solaires et de stockage et divers consiste à harmoniser la durée du modèle avec la durée d'utilité résiduelle prévue des actifs visés.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation de la production qui n'est pas directement liée à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout compris de construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelable dont le profil de production est semblable à celui de l'actif évalué et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2027 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2030 en Colombie et d'ici 2027 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques, solaires et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche semblable à celle utilisée en Amérique du Nord, soit utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques, en Amérique du Nord et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte tenu du renouvellement non récurrent d'une durée d'utilité de trente ans visant les actifs hydroélectriques admissibles.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur vingt ans auquel elle se conforme pour que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 I), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, Instruments financiers (« IFRS 9 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

Pour ce qui est des dérivés sur marchandises dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données et hypothèses sont

incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix à terme de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix à terme de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes, les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité et les taux d'actualisation sont établis en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des actifs de production d'électricité.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 n), « Impôts sur le résultat », de nos états financiers consolidés annuels audités. Pour l'application de cette méthode, il faut exercer du jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Réforme fiscale internationale – modifications d'IAS 12 – modèle de règles du Pilier Deux

En mai 2023, l'IASB a publié des modifications apportées à IAS 12, *Impôt sur le résultat*, octroyant aux entités une exception obligatoire temporaire concernant la comptabilisation de l'impôt différé prévu par la réforme fiscale internationale proposée par l'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE »). Les modifications s'appliquent dès leur entrée en vigueur de façon rétrospective selon IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*, sauf pour ce qui est de certaines modifications s'appliquant aux obligations d'information ciblées, lesquelles entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Énergie Brookfield mène ses activités dans des pays qui ont adopté de nouvelles lois pour instituer l'impôt complémentaire minimum mondial. Énergie Brookfield a appliqué l'exception obligatoire temporaire à la comptabilisation et à la présentation d'informations concernant l'impôt complémentaire et comptabilisera la charge d'impôt lorsqu'elle deviendra exigible. La loi nouvellement adoptée est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2024 et aucune incidence sur l'impôt exigible n'a été relevée pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. L'impôt complémentaire minimum mondial ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière d'Énergie Brookfield.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

Modifications d'IAS 1 – Présentation des états financiers (« IAS 1 »)

Les modifications apportées précisent la méthode de classement de la dette et des autres passifs à titre d'éléments courants ou non courants. Les modifications d'IAS 1 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024. Énergie Brookfield a effectué une évaluation et prévoit que la mise en œuvre de ces modifications à compter du 1^{er} janvier 2024 n'aura aucune incidence.

Il n'y a à l'heure actuelle aucune modification future aux IFRS susceptible d'avoir une incidence sur Énergie Brookfield.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield a émis des billets à moyen terme de série 17 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA. Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 5,32 % et viennent à échéance le 10 janvier 2054. Les billets à moyen terme de série 17 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un ensemble de projets de production décentralisée en développement aux États-Unis d'une puissance totale de 93 MW en contrepartie d'environ 86 millions \$ (montant net d'environ 17 millions \$ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield détient une participation de 20 % dans ces investissements

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un ensemble de projets de production décentralisée en développement aux États-Unis d'une puissance de 60 MW en contrepartie d'environ 39 millions \$ (montant net d'environ 11 millions \$ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield détient une participation de 25 % dans ces investissements.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté 496 254 parts de société en commandite à la Bourse de Toronto en contrepartie de 12 millions \$.

PARTIE 9 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent i) les parts de société en commandite sans droit de vote émises dans le public et détenues par des porteurs de parts publics et par Brookfield, ii) les actions échangeables de BEPC, détenues par des actionnaires publics et par Brookfield, iii) les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et iv) la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield.

Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les actions échangeables de BEPC donnent au porteur d'actions, et les parts de société en commandite rachetables/échangeables à Brookfield, le droit de demander que la totalité ou une tranche de ces actions ou parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Toutefois, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à une telle demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Les porteurs d'actions échangeables de BEPC émises dans le public et Brookfield, en tant que porteur d'actions échangeables de BEPC et de parts de société en commandite rachetables/échangeables, ont droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler toute demande de rachat d'actions échangeables de BEPC et de parts de société en commandite rachetables/échangeables au moyen de parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité comme des composantes distinctes des capitaux propres consolidés. Cette présentation n'a aucune incidence sur le total du résultat, sur l'information par part ou par action ni sur le total des capitaux propres consolidés.

Production réelle et moyenne à long terme

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le secteur énergie décentralisée et stockage comprend la production des centrales de production décentralisée et les actifs de stockage par pompage. Le secteur solutions durables comprend la cogénération en Amérique du Nord, les centrales alimentées à la biomasse au Brésil et les actifs de transformation énergétique.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisées sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. Pour la quasi-totalité de nos actifs hydroélectriques situés au Brésil, la moyenne à long terme est fondée sur le volume de référence d'électricité attribué à nos centrales et est encadrée de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans. La moyenne à long terme des actifs solaires destinés aux réseaux publics correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques, le régime des vents et le rayonnement solaire varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos centrales continuent de produire conformément à leurs moyennes à long terme, lesquelles se sont avérées des indicateurs de rendement fiables.

Le risque d'une production insuffisante au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation dans le mécanisme de répartition de l'énergie (« MRE ») administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des centrales ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

La production des centrales de stockage par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale de stockage par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil est tributaire de la quantité de canne à sucre récoltée au cours d'une année donnée. Pour ces raisons, nous ne tenons pas compte d'une moyenne à long terme pour ces centrales.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles elle a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines participations de production d'énergie renouvelable et de solutions durables, ou elle exerce une influence notable sur celles-ci. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces mêmes entités. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Corporation, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, étant donné que Brookfield Corporation contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de manière semblable à une fusion d'intérêts communs, méthode selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les transactions avaient toujours existé. Se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun » de nos états financiers consolidés annuels audités au 31 décembre 2023 pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont réparties selon les secteurs suivants : 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire destinée aux réseaux publics, 4) énergie décentralisée et stockage (production décentralisée et stockage par pompage), 5) solutions durables (gaz naturel renouvelable, captage et stockage de carbone, recyclage, cogénération, biomasse, services nucléaires et transformation énergétique), et 6) siège social. L'hydroélectricité est de surcroît sectorisée par région (Amérique du Nord, Colombie et Brésil). Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel ont été révisés au cours de l'exercice pour ventiler les activités du secteur Énergie décentralisée et solutions durables entre les secteurs Énergie décentralisée et stockage et Solutions durables. Ce changement est conforme à l'évolution des activités d'Énergie Brookfield, alors que la production décentralisée et les solutions durables continuent de croître en tant que composante plus importante des activités. L'information financière des secteurs opérationnels de la période précédente a été retraitée pour présenter les résultats correspondant aux secteurs Énergie décentralisée et stockage et Solutions durables.

Nous présentons nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 6, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés audités annuels.

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie stables et croissants tout en réduisant au minimum le risque pour toutes les parties prenantes. Nous surveillons notre rendement à cet égard au moyen de trois mesures clés : i) le résultat net; ii) le résultat avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement du résultat net. Se reporter à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « Partie 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

Informations au prorata

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont présentés au prorata. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent une perspective des porteurs de parts que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, charge d'amortissement, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui diffèrent des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part du résultat des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- les montants présentés dans les postes distincts sont obtenus en fonction du pourcentage global de la participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs du droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode que nous pour calculer leurs résultats au prorata.

En raison de ces limites, notre information financière au prorata ne doit pas être considérée distinctement de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des états financiers de montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle n'éteint pas les droits établis d'Énergie Brookfield sur ces éléments pas plus qu'il n'annule son exposition à ceux-ci.

Sauf indication contraire, l'information à l'égard de la puissance en mégawatts (« MW ») attribuable aux centrales d'Énergie Brookfield, y compris les actifs en développement, est présentée sur une base consolidée, notamment aussi dans le cas des centrales dont Énergie Brookfield détient le contrôle ou exerce un contrôle conjoint sur la centrale en question.

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre société donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le rendement d'exploitation des entreprises.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer son rendement avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées et aux porteurs de billets subordonnés perpétuels ainsi que d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, inhabituels ou ne pas faire partie des facteurs utilisés par la direction pour évaluer le rendement d'exploitation. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptons pas détenir à long terme dans le calcul du BAIIA ajusté afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement réalisé cumulatif des placements, y compris tout ajustement de la juste valeur latente qui a été comptabilisé dans les capitaux propres, mais qui n'est pas reflété dans le BAIIA ajusté de la période considérée.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure facilitera l'évaluation par l'investisseur de notre rendement financier et de notre rendement d'exploitation sur une base attribuable.

Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le résultat d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement d'Énergie Brookfield.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex., les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), ces éléments n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. Pour ses états financiers consolidés, Énergie Brookfield utilise le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, Immobilisations corporelles, selon lequel l'amortissement est établi à partir d'un montant réévalué, ce qui réduit le caractère comparable avec nos pairs qui ne présentent pas leurs résultats selon les IFRS publiées par l'IASB ou qui n'ont pas adopté le modèle de la réévaluation pour évaluer les immobilisations corporelles. La direction ajoute l'impôt différé, car, à son avis, cet élément ne reflète pas la valeur actualisée des obligations fiscales réelles qu'elle prévoit qu'Énergie Brookfield engagera sur un horizon à long terme.

Énergie Brookfield estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'Énergie Brookfield. Les fonds provenant des activités par part ne sauraient se substituer au résultat par action comme mesure de rendement et ne sont pas représentatifs des montants disponibles aux fins de distribution.

Les fonds provenant des activités ne sont pas une mesure comptable généralement reconnue selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celle des fonds provenant des activités utilisée par d'autres entités ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »). En outre, cette mesure n'est pas utilisée par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

Dettes au prorata

La dette au prorata est présentée en fonction de la quote-part des obligations relatives aux emprunts liés aux participations d'Énergie Brookfield dans diverses entreprises comprises dans le portefeuille. Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. La dette au prorata est présentée parce que la direction est d'avis qu'elle aide les investisseurs et les analystes à estimer la performance globale et à comprendre l'endettement lié spécifiquement à la quote-part revenant à Énergie Brookfield de son capital investi dans un placement donné. Analysée avec le BAIIA ajusté au prorata, la dette au prorata devrait fournir de l'information utile quant à la façon dont Énergie Brookfield a financé les actifs de ses activités. La direction est d'avis que l'information financière au prorata, lorsqu'elle est lue avec les résultats présentés selon les IFRS d'Énergie Brookfield, y compris la dette consolidée, offre une évaluation plus utile de la performance des activités d'Énergie Brookfield et de la gestion du capital.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- Les montants de la dette au prorata ne représentent pas l'obligation consolidée relative à la dette sous-jacente d'un placement consolidé. Si un projet donné ne génère pas des flux de trésorerie suffisants pour régler l'intégralité des paiements liés à la dette connexe, la direction peut décider, à sa discrétion, de régler l'insuffisance au moyen d'une injection de capitaux en vue d'éviter un manquement à l'obligation. Une telle insuffisance pourrait ne pas être apparente ou ne pas être équivalente à l'écart entre le BAIIA ajusté au prorata global de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield et la dette au prorata globale de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield.
- Les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer la dette au prorata.

En raison de ces limites, l'information financière au prorata d'Énergie Brookfield ne doit pas être considérée distinctement des états financiers d'Énergie Brookfield préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

PARTIE 10 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la loi américaine Securities Act of 1933 et l'article 21E de la loi américaine Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la loi américaine Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation d'Énergie Brookfield. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport portent notamment, sans s'y limiter, sur la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résilience des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière prévue, la future mise en service d'actifs, le caractère contractuel de notre portefeuille, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, notre accès aux capitaux ainsi que les distributions et les dividendes futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être repérés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « planifie », « cherche à », « estime », « a l'intention de », « anticipe », « croit », « a tendance à », « continue », « essaie », « susceptible », « principalement », « approximativement », « environ », « vise », « s'efforce », « cible » ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Ces énoncés prospectifs et cette information ne portent pas sur des faits historiques; ils reflètent plutôt nos attentes actuelles au sujet de résultats ou d'événements futurs et sont fondés sur l'information dont nous disposons actuellement et sur des hypothèses que nous jugeons raisonnables. Bien que nous croyions que les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des hypothèses, des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre. Ces croyances, ces hypothèses et ces attentes peuvent changer en raison de nombreux événements ou facteurs éventuels, dont certains nous sont inconnus ou sont indépendants de notre volonté. Si un changement survenait, nos activités, notre situation financière, nos liquidités et nos résultats d'exploitation ainsi que nos plans et stratégies pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés dans notre information prospective et dans les déclarations prospectives du présent rapport.

Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment ce qui suit : des conditions économiques générales et des risques économiques, y compris des variations défavorables des taux d'intérêt, des taux de change, de l'inflation et de la volatilité dans les marchés financiers; la variation de la disponibilité des ressources en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales d'énergie renouvelable; l'offre, la demande, la volatilité et la commercialisation au sein des marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer, suivant des modalités semblables, les contrats qui viennent à échéance (y compris les CAÉ, les conventions de garantie ou les contrats à long terme semblables entre un vendeur et un acheteur de production d'énergie électrique); l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille d'énergie renouvelable ou une modification du profil des contrats de projets d'énergie renouvelable futurs; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; la capacité de respecter, de remplacer ou de renouveler les concessions, les permis et d'autres approbations gouvernementales nécessaires pour continuer d'exploiter ou de développer nos projets; le fait que nos droits réels immobiliers pourraient être menacés par les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail qui sont supérieurs à ceux qui nous sont accordés; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales actuelles et de nos nouveaux projets en développement; les pannes d'équipement et les défis d'approvisionnement; le resserrement de la réglementation et l'opposition de tiers relativement aux clients et aux activités de notre entreprise de services d'énergie nucléaire; l'incapacité du secteur de l'énergie nucléaire à prendre de l'expansion; une indemnisation insuffisante à l'égard de notre entreprise de services nucléaires; notre dépendance aux systèmes opérationnels informatisés, qui pourrait exposer notre groupe à des cyberattaques; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution des conditions réglementaires, politiques, économiques et sociales dans les territoires où nous exerçons nos activités; les cas de force majeure; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie et notre capacité à gérer le risque financier et le risque sur marchandises; la fin du programme d'équilibrage hydrologique administré par le gouvernement brésilien ou tout changement à ce programme; le fait d'être partie à des litiges et autres différends et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; le non-respect des obligations par les contreparties à nos contrats; le temps et l'argent consacrés à faire respecter les contrats par les contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition future de projets dans de nouveaux marchés; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; le fait que les technologies récemment mises au point ou les nouveaux secteurs d'activité dans lesquels nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les avancées technologiques pouvant entraver

ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; notre incapacité à financer nos activités et à financer la croissance en raison de la conjoncture des marchés des capitaux ou notre capacité à réaliser des mesures de recyclage des capitaux; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les conventions de prêt, de crédit et de sûreté; la révision de nos cotes de crédit; la création d'une dette à multiples paliers au sein de notre structure organisationnelle; les restrictions à l'égard de notre capacité à exercer certaines activités ou à faire des distributions en raison de nos dettes; l'évolution défavorable des taux de change et l'incapacité de notre groupe à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères au moyen de notre stratégie de couverture ou d'une tout autre façon; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; l'instabilité politique ou les changements de politique gouvernementale qui nuiraient à nos activités ou à nos actifs; l'évolution de nos activités actuelles, y compris au moyen de placements futurs dans les solutions durables; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos transactions ou de nos acquisitions; notre incapacité à développer des projets figurant dans notre portefeuille de développement; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction et à l'exploitation de nos installations de production et les risques liés aux arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coentrepreneurs; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements, y compris sur certains investissements que nous avons faits par l'intermédiaire de nos coentreprises, partenariats, consortiums ou conventions structurées; l'acquisition de sociétés en difficulté financière qui pourraient nous faire courir des risques accrus; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; la décision de Brookfield de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield, y compris en raison de conflits d'intérêts; le départ de certains ou de tous les principaux professionnels de Brookfield; le fait que Brookfield agisse d'une façon qui ne soit pas dans notre intérêt ou de celui de nos actionnaires ou porteurs de parts; notre incapacité à résilier la convention-cadre de services et la responsabilité limitée du fournisseur de services en vertu de nos ententes avec ce dernier; la relation de Brookfield avec Oaktree; les changements dans la façon dont Brookfield choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; les changements dans le montant en espèces que nous pouvons distribuer à nos porteurs de parts; les ventes et émissions futures de nos titres occasionneront une dilution pour les porteurs de titres actuels et même la perception de la réalisation de ces ventes ou émissions pourrait faire chuter le cours des parts de BEP ou des actions échangeables de BEPC; les variations du cours des parts de BEP et des actions échangeables de BEPC; l'incapacité de nos porteurs de parts à participer à la gestion de BEP; la capacité limitée des porteurs de parts à obtenir une instance judiciaire favorable pour les litiges liés à BEP ou à exécuter des jugements contre nous; notre dépendance à l'égard des filiales pour fournir les fonds nécessaires au paiement des distributions; les changements dans le droit fiscal ou la pratique fiscale; les changements dans les politiques et incitatifs gouvernementaux relatifs aux secteurs de l'énergie renouvelable et des solutions durables; les incidences négatives des pressions inflationnistes; l'évolution des conditions réglementaires, politiques, économiques et sociales dans les territoires où nous exerçons nos activités; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les cas de force majeure; les risques de change associés aux distributions de BEP; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou défaillants et les restrictions des investissements étrangers directs; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; la révision de nos cotes de crédit; les nouvelles initiatives réglementaires liées aux facteurs ESG; l'incidence des droits de la personne sur nos activités; le fait d'être considérés comme une société de placement en vertu de la loi Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière ainsi que les autres facteurs décrits dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, y compris ceux énoncés à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque ».

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle du présent rapport. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus et normalisés selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente de la définition utilisée par d'autres sociétés ainsi que de la définition utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités ou les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons nos activités et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

Notre rapport de gestion présente des rapprochements du BAIIA ajusté, des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités par part avec le résultat net. Nous présentons également, à la note 6, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités, un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.